目　　录

第一篇　济阳坳陷

第二篇　外围坳陷

CONTENTS

PART I JIYANG DEPRESSION

PART II SURROUNDING DEPRESSIONS

第一篇　济 阳 坳 陷

第一章 概　况

胜利石油管理局担负着山东省境内油气田的勘探、开发任务。山东省境内主要有五个较大的中、新生代沉积坳陷，总面积为65300平方公里。其中济阳坳陷面积26500平方公里，昌潍坳陷4400平方公里，临清坳陷东部8200平方公里，胶莱坳陷12000平方公里，鲁西南诸凹陷面积9100平方公里。此外，还有海滩极浅海地区面积5100平方公里。目前主要勘探与开发地区在山东省北部平原区的济阳坳陷。

第一节 地理概况

济阳坳陷位于山东省北部。东临渤海，西至津浦铁路，北以四女士河与河北省为界，南至胶济铁路，大体位于东经116°40′～119°、北纬37°～38°的地理范围。所属行政区域包括德州市、惠民地区、东营市及潍坊市等四个地区、市级的22个县。东营市为胜利石油管理局的所在地，北距天津市240公里，东距青岛市230公里，西南距山东省省会济南市150公里（见图1–1–1）。

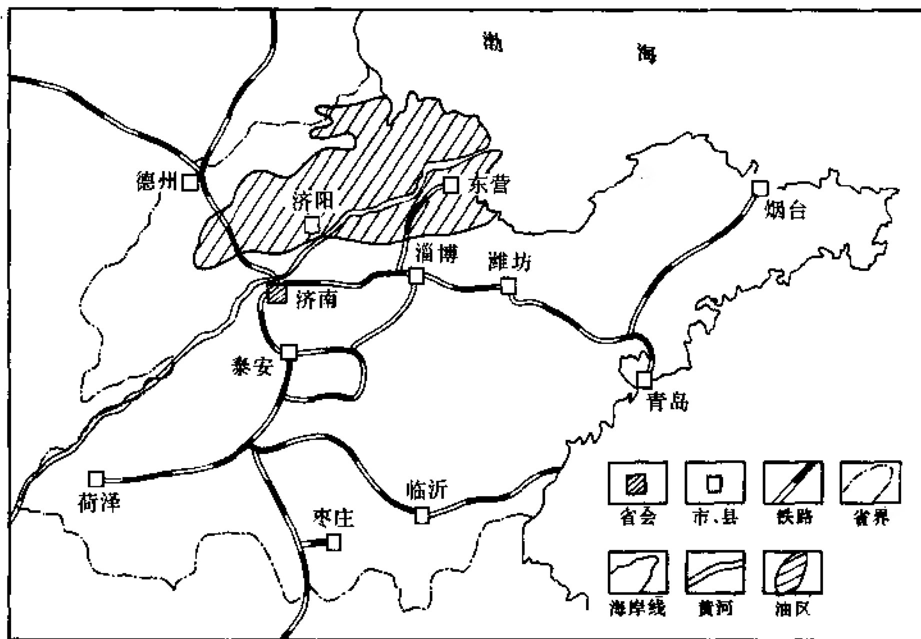


图1–1–1　济阳坳陷地理位置图

一、自然地理概况

济阳坳陷在黄河下游的冲积平原和入海的三角洲地带。地势平坦，西微高，东略低，西南部最高处海拔28米，东北部最低处海拔仅1米左右，自然比降较小，为1／3000～

1／12000。境内主要河流有黄河、小清河、徒骇河和马颊河等，均由西南向东北注入渤海，海岸线长达260公里，沿海滩淤地约142万亩。地面为疏松次生黄土，来自黄河上游的黄土高原。据考证，本区黄河淤积层形成于距今7000余年，利津县城以下黄河三角洲的形成，不过千年历史。由于黄河决口改道、洪流侵蚀和淤垫结果，形成了岗、坡、洼相间的地貌。

黄河由西南向东北注入渤海，水势流急，水流充沛，平均年迳流量417.8亿立方米。河水含泥沙量大，平均25.3升／立方米，年携泥沙量平均为11.8亿吨，主要集中于伏汛、秋汛时期，占年输泥沙量的83%。其中除4～5亿吨漂人渤海外，其余沉积于河口三角洲处，平均每年造陆面积达50.7平方公里。黄河水质良好，pH值为7.4左右，属弱碱性，硬度3～4毫克当量／升，矿化度为0.5～1.0克／升，盐分不高，有害物质少，符合国家现行饮用水质标准。黄河水是胜利石油管理局和东营市的工农业用水。另外，还有支脉沟、广利河以及水库等灌溉及工业用水系统。由于本区地势低洼，黄河与小清河之间的低洼地带排水较为困难，常有涝灾，以小清河附近较为严重。夏雨季节，气压降低，海面增高，加之夏季向陆风的强度及频度加大，海潮顶托的力量增强，排水更加困难，洼地常有积水。本区地下水位高，即使在旱季，埋深水面也常在1.5米以内，因此，易于返盐，造成大片的盐碱地。黄河以北，徒骇河、套尔河和马颊河一带与黄河及小清河的中间地带情况相类似，也同样形成大片斑状或带状的盐碱地和涝洼地。沿海地区受海潮威胁较大，1840～1965年间共发生过六次大海潮，其中1890年海潮侵没高程达4.6～5.1米，侵没面积67500亩。这是形成盐渍化的又一个主要原因。

本区地处北温带，属大陆性季风气候区。春夏秋冬四季分明，气候宜人；春季雨少，气候干燥，风速大，回暖快；夏季降雨多，气候湿热；秋季雨量较少，秋高气爽；冬季雪少，气候干燥。年平均气温12.2℃，一年中最热为七月份，月平均气温在26～27.5℃，最高气温达31.3℃，极端最高气温曾达41.9℃；最冷月为一月份，月平均气温为零下3.3～3.9℃，最低为零下9℃，极端最低气温可达零下23℃。年降雨量最大为901.4毫米，最小为315毫米，平均为539～582毫米，三分之二的降雨量集中于夏、秋两季，7～9月份的降雨量占全年的60%～70%。常年主导风向为东南风。冬季多为西北风，平均风速3米／秒。冬春干旱，夏季雨涝，晚秋又旱的特点极为显著。本区干燥度为1.3～1.84，年平均蒸发量为1879～2049毫米，蒸发比3.3～3.8。

本区地下水资源较为丰富，上第三系上新统明化镇组在广大地区均有淡水层，可供工业用水。另外，还有地热资源可以利用，在孤岛、五号桩、义和庄及草桥等四个地区的钻井中发现了地下热水。如草桥热异常区，其面积可达100平方公里，根据草2井测试资料估算，地下热水（井口水温58℃）储量可达1000万立方米以上，按每天600立方米产水量计算，可供开采40多年。

本区水陆交通便利，距华北经济发达区的大城市较近，西有津浦铁路，南有胶济铁路，并有东营—淄博的铁路与胶济铁路直接相连，都能通达北京、天津、济南、青岛等工业及港口城市。各县、市都有公路干线相通。特别是油田境内公路交通尤为发达。海港、飞机场正在兴建中。这些对胜利油田的石油工业勘探、开发都有着重要的意义。

据历史记载，自公元692年（唐代）以来，本区共遭遇地震54次，有较大影响者为4次，如1668年7月25日，郯城、莒县发生8.5级地震，利津县“房屋多倾倒”，广饶县“房屋倒塌甚多”，无棣县“黑水涌出”，“大觉寺塔圮其半”；1969年7月12日，渤海发生7.4级地震，垦利、利津、沾化三县遭受严重震灾，“孤岛地裂，长约1000米，宽30～40厘米，北

端下沉30厘米"。其他地方也"地裂多处，冒水涌砂，房屋倒塌"；1976年7月28日唐山发生7.8级地震，在沾化、利津、无棣等县出现烈度异常区。无棣县倒塌房屋564间，地裂缝长达数百至千米，宽10～30厘米。利津县黄河大坝裂缝两处，冒水喷砂100余处。沾化县倒塌房屋560间，出现多处地裂缝及喷水冒砂点。因此，在本区兴建大型工程建设项目时，必须考虑到地震灾害的影响。

二、工农业发展概况

本区的工业以石油的勘探、开采为主，已建成我国第二个大型石油生产基地。此外，以各县〈市〉为中心发展的工业有机械、发电、纺织、炼油、化工、农机修配、酿造、粮油加工和食品生产；此外，沿海地区还有山东省产量最大的盐场。

农业生产方面，粮食作物主要有小麦、玉米、谷子、大豆、高粱。经济作物主要有棉花、花生、黄烟和麻等，其中棉花播种面积较广，花生次之。沿海一带水产也较为丰富，海产品占水产品总量的98%以上，主要有虾类、鱼类和贝类，特别是近几年来沿海滩涂地带的养殖业得到迅速发展。

第二节　油气勘探概况

胜利油田的油气勘探、开发工作是在华北平原及渤海湾地区矿产资源普查的基础上逐步发展起来的，勘探历程可分为三个时期：1955～1963年间为区域侦察时期。在华北平原区包括河北、山东、河南、安徽省及渤海湾地区，进行了重、磁力的区域普查、详查和电法及地震大剖面的测量，并在重点构造上进行了基准井、参数井的钻探，于1961年4月在济阳坳陷内的华8井获得工业油流，突破了出油关，使得渤海湾地区的油气勘探进入了一个崭新的阶段。1964～1980年间为重点勘探时期。着眼于济阳、黄骅坳陷，重点勘探东营凹陷，在逐步解决了坳陷中（特别是复杂区内）断裂对油气控制双重性的认识问题后，又以背斜油气藏为主要寻找对象，发现了胜坨、东辛、永安、现河、郝家、滨南、临盘、孤岛等一批油气田，为建立我国东部的第二个石油工业基地奠定了雄厚的物质基础，使本区石油年产量达1946万吨，出现了历史上勘探和开发的高潮。自1981年至今为综合勘探济阳坳陷复式油气区时期。采用新技术，综合勘探五种类型的复式油气聚集带，并开辟海滩地区勘探，使石油地质储量、石油产量又有大的增长，年产量超过3000万吨。

截至1990年底共完成以下工作量：

1）地震勘探：共完成测线188914公里，其中，使用五一型光点仪的：37376公里；使用模拟磁带地震仪：14365公里；多次覆盖：49985公里；使用数字地震仪多次覆盖：96435公里；三维地震：2899平方公里。

2）重力勘探：32500公里，其中高精度重力测量600平方公里。

3）磁力勘探：41212平方公里，其中高精度航磁测量14712平方公里。

4）电法勘探：24890平方公里。

5）各类钻井19074口，进尺4100.06万米，其中探井4148口，进尺1033.3万米。

6）试油共7444井口，10602层。

胜利油田的广大职工努力奋战，克服重重困难，使勘探、开发工作迅猛发展，取得了丰硕的成果，主要是：

1）发现了济阳坳陷是一个含油气极其丰富的复式油气区，并在其中先后找到了59个不

同类型的油气田，使石油地质储量居渤海湾含油气区的首位。

2）有49个油气田投入开发，石油年产量超过3000万吨，累计生产石油4.2亿吨，居渤海湾油气区之首，为全国第二位。

3）在昌潍坳陷中找到了一个油气田；在临清坳陷（山东部分）突破了出油关；胶莱坳陷和鲁西南诸凹陷也有一定的含油气远景。

4）在浅海、极浅海勘探中又找到一个超亿吨的大型油气田。

5）自1974年开始，共出口石油6750.6万吨，为国家创收外汇近90亿美元。

6）形成了比较雄厚的固定资产。全油田共有各类配套设备40714台，有许多比较先进的设备。其中大型钻机151台，各种注采设备10000多台，施工机械2000多台，运输载重车辆8000多台，金属切削机床2000多台……。至此，油田固定资产在全国石油企业中居第二位。

7）科学技术水平不断提高。完成各类科研项目2500多项，其中43项获国家级奖，183项获省级、部级奖，有力地促进了生产建设的发展。

8）农副业生产不断发展，耕地面积达18.75万亩，种植林网面积8000余亩，开辟水面养殖面积5000亩。由于坚持农工商一体化的生产，解决了12万个农业户的家属口粮自给，对安置职工子女就业，稳定职工队伍，发挥了重要的作用。

9）初步建成了一座矿区城市。全油田文教、卫生、商业、服务等公共设施陆续配套．共有不同规模的居民点165个，建成住宅51.5万平方米。各类学校157所，在校学生达9.75万人，累计培养大中专和技校生2.9万多人，初步形成了普通教育、职业技术教育和成人教育相结合的体系。医疗系统已有医院、疗养院、卫生院（所）180个，病床2725张。

总之，在渤海之滨黄河三角洲，已经建成一个以石油工业为主、油洲加绿洲的新型经济开发区，为我国社会主义工业现代化作出了应有的贡献。

第二章 勘探历程

济阳坳陷的勘探是在华北平原区勘探的基础上发展起来的。前述三个时期概括起来可划分为二个时期七个阶段。

第一节 华北平原区域普查时期

华北平原包括太行山、嵩山以东，燕山以南，大别山以北，鲁西隆起以西的广大地区。行政区域包括河北省中部及南部、河南省西部、山东省北部和西部、安徽省北部，总面积约40万平方公里。除周围山区广泛出露古生界及前寒武纪地层外，还有部分中生界出露。区域普查时期在重力、磁力、电法和地震普查勘探（“五一”型）的基础上，钻基准井、参数井、资料井32口，有12口井见油层。其中华7井在1960年发现了下第三系生油层，1961年于华8井首次获得工业油流，1962年又于营2井获得日产555吨的高产油流。这一期间又可分五个阶段。

一、华北平原区域侦察阶段（1955~1957年）

新中国成立后，根据国家在全国范围内开展石油普查工作的统一部署，地质部于1955年成立了华北石油普查大队（又称226队），担负华北平原内部的地球物理勘探和周围山区的地质调查、填图工作。1956年石油工业部西安地质调查处又相继成立直属111队华北平原资料研究组，负责石油地质资料的综合研究工作。同年，石油工业部西安地质调查处还组建了华北石油钻探大队，负责基准井、参数井的钻探工作。

在上述单位通力合作下，本阶段主要做了以下三方面的工作：

1.华北平原边缘露头地区地质填图及油气调查工作

1955~1957年，地质部华北石油普查大队完成了太行山、豫西、大别山、山东省无棣、嘉祥、矩野县及北京西山等地区的1：20万、1：10万地质填图，局部地区作了1：1万、1：5万的地质填图。通过这些工作，进一步明确了华北平原边缘地区地层、构造的分布状况，证实了唐山赵各庄采石场中奥陶统石灰岩方解石晶洞中有液体油存在，山东省平阳县琅磨山、嘉祥县凤凰山以及河北省隆尧山地区寒武—奥陶系石灰岩新鲜面有油味存在。

2.华北平原覆盖区的物探工作

1955年，地质部华北石油普查大队物探队完成了华北平原北部及开封坳陷范围内1：100万重力、磁力面积概查，配合重力、磁力工作在山东省境内作了9条电测深大剖面。1956~1957年，对华北平原南部周口及开封坳陷和北部冀中、临清坳陷进行了1：20万重力测量，在开封和周口坳陷进行了1：20万地磁和1：100万航磁测量工作，并在河北、河南及安徽省境内作了14条电测深大剖面。地震工作除作了高堂—齐河、涿县—临淄、定县—交河三条大剖面外，还选择了河北省的沧县兴济镇、南宫县明化镇、山东省的馆陶地区等进行了地震面积普查工作。

通过上述物探工作，明确了华北平原重力、磁力异常的分布状况，东部地区（包括沧县隆起和聊城—兰考大断层以东）为区域性的重、磁力异常高带，西部地区（包括冀中、临

清、开封坳陷）为区域性重、磁力异常低带。结合电测深和地震大剖面，初步明确了隆起与坳陷的轮廓。

3.对华北平原进行基准井钻探

1956年，石油工业部西安地质调查处华北石油钻探大队所属32104队，开始钻探华北平原的第一口基准井——华1井。这口井的地理位置在河北省南宫县明化镇（图1-2-1）。井位的确定是在1955～1956年上半年的重、磁力资料和少量地震普查资料的基础上，石油工业部与地质部、中国科学院的专家们共同讨论，由石油工业部确定的。当时推测华北平原之下可能有海相中、新生代地层，特别是可能有海相第三纪地层存在，认为沧县隆起有可能为海相第三系所组成的大背斜。华1井于1956年10月26日开钻，至1957年11月30日完钻。在井深1063.0米由上第三系明化镇组钻入中奥陶统石灰岩。由于钻遇裂缝、溶洞而发生强烈井漏，后继续钻至井深1936.7米完钻，完钻层位为寒武系。同年，地质部在沧县兴隆镇所钻的浅井，于井深775米也钻遇奥陶系石灰岩。这两口井的钻探结果表明沧县重、磁力异常高带是一个由下古生界石灰岩组成的大隆起。

通过上述地质、地球物理和钻探资料，对华北平原内部区域构造单元首次划分出了坳陷与隆起；认识到华北平原在古生代是华北地台的一部分，在新生代地层之下广泛分布着下古生界；推测华北平原之下有三套可能的含油目的层系，即奥陶系、中上石炭统及海相中、新生界，特别是可能有海相第三系存在，建议给予高度重视；评价华北平原西部的高阳（冀中）、临清、开封三个坳陷是找油最有希望的地区。

二、临清、开封坳陷侦察阶段（1958～1959年）

根据第一阶段的认识，本阶段把勘探工作的重点转入临清和开封坳陷。为加强中国东部地区的石油勘探工作，实现我国石油勘探战略向东部转移的任务，石油工业部于1958年5月成立了松辽石油勘探局，8月成立了华北石油勘探处，同时还成立了华东石油勘探局。从中国西北调遣队伍，加强东部地区的勘探。地质部根据中央关于体制下放和发挥地方积极性的精神，将原华北石油普查大队撤销，组建了山东、河北、河南、安徽和京津等省（市）石油普查队，分别负责各自范围内的石油普查工作。并组成中原石油物探大队，仍负责华北平原的物探工作。

这个阶段主要做了以下工作：

1.地质填图

地质部所属的各省石油普查队和石油工业部华北石油勘探处，在华北平原周围地区，如山东省莱阳、河南省济源和河北省凤凰山、梁平等地区进行了填图工作。在凤山白垩系中发现了油苗、沥青和天然气。在胶莱坳陷"下白垩统"也发现了油砂及沥青脉。济源坳陷"侏罗系"有油味。这些工作为进一步推断华北平原覆盖区的石油地质情况提供了线索。

2.物探工作

重力测量，除继续完成了华北平原南部周口坳陷和山东省莱阳坳陷1：20万面积测量（共42100平方公里）外，还在华北平原东部济阳、黄骅地区的21000平方公里范围内进行了1：10万面积测量；并完成渤海及其周围地区1：100万航空磁力面积测量15万平方公里，在山东省中部地区完成了1：10万面积测量。电法勘探，主要在冀中坳陷的安平、武城地区、开封坳陷及济阳坳陷的商河、惠民地区进行了1：20万面积测量，共作剖面2500公里，面积2325平方公里。地震勘探，1958年中原物探大队在华北平原南部作了开封—阜阳、漯河—漯阳、郓城—兰考、鄢陵—开封等四条地震大剖面，剖面总长度为740公里，并

在临清坳陷的临清和堂邑地区、河南省的周口、丁庄地区及河北省的高阳地区进行了面积普查及详查工作。华北石油勘探处在开封坳陷南部的郾阁地区进行了地震面积普查、详查，共完成面积 12600 平方公里，剖面长 2120 公里，发现了郾阁、丁庄、北堂邑等凸起。1959 年，除继续在临清坳陷的南堂邑地区、冀中坳陷的安阳地区及开封坳陷进行地震面积普查和详查外，还开始对济阳坳陷的商河县沙河街地区、惠民县林樊家地区进行了地震面积详查，发现了沙河街和林樊家两个构造。

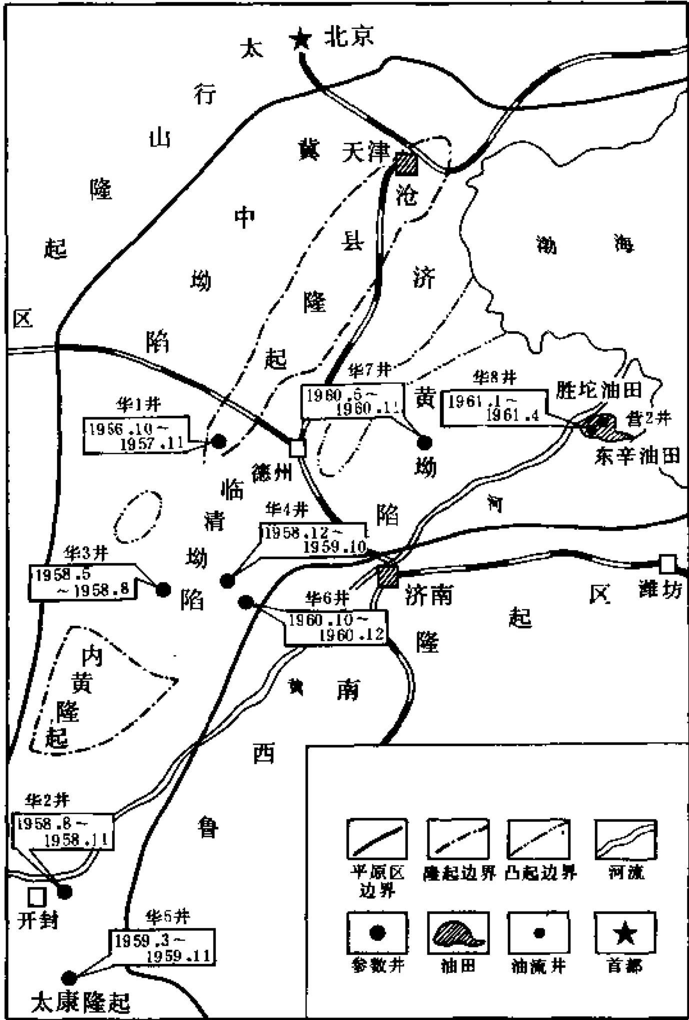


图 1-2-1 华北平原区域勘探略图

3.钻探工作

钻探工作由第一阶段钻探沧县隆起而转入临清、开封两个坳陷。石油工业部华北石油勘探处的两台 3200 米钻机，其中一台（32120 队）完成了华 2 井钻探之后，调往太康隆起钻探基准井——华 5 井；另一台（32104 队）完成了华 1 井钻探之后进入临清坳陷从事华 3 井（基准井）及华 4 井（参数井）的钻探（见图 1-2-1）。

华2井位于河南开封神岗集东48米处。于1958年8月18日开钻，同年11月7日因发生事故而完钻，完钻井深2108.44米。井深1820米以上为第三系和第四系，1820米以下井段，有人认为是白垩系，也有人认为上第三系。华3井位于山东冠县房尔寨北东1000米处(原属馆陶县)，于1958年5月1日开钻，8月7日因事故完钻，完钻井深1809.28米。井深1570米以上地层属上第三系和第四系，1570米以下井段划归白垩系。华4井位于山东堂邑县八甲刘村正南103米处，于1958年12月18日开钻，1959年10月30日因发生井漏卡钻事故而完钻，完钻井深2908.5米，井深1512米以上属上第三系及第四系，1512～1640米为"白垩系"红层，1640～2013米为二叠系，2013～2220米为中、上石炭统，2220～2908.5米为奥陶系。在二叠—石炭系和奥陶系的岩芯节理、裂缝中见油迹、油斑共九处，这是首次在华北平原覆盖区的钻井中见到的油气显示。华5井位于河南尉氏县邸阁镇东北400米处，是在开封坳陷南部太康古生界隆起上，1959年3月28日开钻，同年11月4日完钻，完钻井深2494.82米。井深1031米以上为上第三系及第四系，1031～1822米为二叠系，1822～1942米为石炭系，1942～2461米为奥陶系，2461～2494.82米为寒武系（未穿)。

通过这一阶段的工作，有以下收获：

1）获取了基准井、参数井及有关浅井的钻探资料，深化了对构造单元的地质认识。例如：

①"无棣火山活动带"，包括埕子口—宁津、无棣—义和庄、滨县—陈家庄凸起重力、磁力高的范围。过去根据无棣县境内有第四系玄武岩浆的喷发，把该区划为岩浆活动地区。经山东省石油普查大队在商河县郑店所钻的郑1井，在井深924米处见前震旦系花岗片麻岩，说明该区重磁力高异常的产生并非全部是近代玄武岩浆喷发所引起。因此，华北石油勘探处综合研究队重新对重磁力高异常带进行了解释，把绝大部分地区解释为前震旦系变质岩埋藏较浅的隆起，从而扭转了"近代火山岩浆活动破坏了油气"的认识，增强了在华北平原东部地区开展石油勘探的信心。

②牛头镇—隆尧长垣。经河北省石油普查队所钻的牛头镇浅井，于井深996米见到寒武系，北部大兴隆起区在200～400米井深处见到寒武系和震旦系，隆尧地区尧浅9井在井深250米以下见到石炭系，说明牛头镇—隆尧长垣在新生界之下主要为下古生界所组成。

③于临清坳陷"堂邑背斜带"所钻的华4井和开封坳陷南部隆起上所钻探的华5井都说明新生界之下为古生界。

上述钻井资料说明，以前在重力高上找到的地质"构造，"都是古生界或更古老地层所组成的隆起，而不是中新生界组成的构造。唯一在凹陷中钻探的华2井，也由于事故原因，未能揭露更多的地层而终止。至此对各坳陷内上第三系之下、古生界以上到底是否存在中生界和下第三系，仍然是一个有待解决的问题。

2）对含油目的层的认识。这一阶段华4井在奥陶系、石炭—二叠系裂缝中见到含油显示，在平原边缘区的济源、凤山、莱阳等小型凹陷的中生界见到油气苗及沥青显示，提高了这些凹陷的含油气远景评价。同时在第四系和上第三系又发现分布较为广泛的浅层天然气。如盐山浅井在井深900米处发生过天然气喷；在滨县、涿县、馆陶、南宫、堂邑等浅井中都曾发现有天然气；在天津附近的第四系浅井和顺义浅井中，分别于7～8米和138～377米井段发现过气层，引起人们对找天然气的重视。但是，华北平原的主要油气勘探目的层系和地区在那里，在本阶段还是没有解决。

三、济阳坳陷侦察阶段（1960～1961年）

根据第一、第二阶段的勘探成果，华北石油勘探处的地质家们经综合研究提出开展华北平原东部济阳、黄骅坳陷的勘探工作，随之发现了下第三系生油层并突破了出油关，揭开了华北平原及渤海湾地区找油的序幕。

1.发现下第三系沙河街组生油层

这期间在济阳地区进行了1：10万的重力详查，在平原北部16万平方公里范围内进行了1：20万的航磁测量，在济阳坳陷东营地区完成了1950平方公里的电法面积测量，在青城地区完成了1670平方公里的电法面积测量。地震工作在济阳坳陷东营凹陷北部1500平方公里范围内，进行了普查和详查，剖面长度为1000公里。在黄骅坳陷1000平方公里范围内作地震剖面850公里。通过上述工作发现了东营构造带和羊三木、盐山等构造。

在钻探方面，石油工业部华北石油勘探处钻探了华6、华7两口参数井，地质部山东石油普查队钻探了惠深1井。华6井位于临清坳陷堂邑县张炉集宋家村西北约500米处，钻探该井是为追踪华4井古生界裂缝的含油气情况。该井于1960年10月11日开钻，同年12月至井深2117米因事故而完钻，于井深1237.5米钻遇下第三系孔店组红层。

由于1959年否定了无棣火山活动带，开展了惠民凹陷商河县沙河街地区及惠民县林樊家地区的地震勘探工作，分别发现了沙河街构造和林樊家构造。为了解华北平原东部济阳坳陷的地层、构造及含油气情况，华北石油勘探处于惠民凹陷的沙河街构造进行了华7参数井的钻探（由32120钻井队施工），设计井深3200米，开钻日期为1960年5月24日，当年11月11日完钻，终孔井深2713.56米。该井取芯进尺1691.07米，岩芯长458.59米。华北石油勘探处综合研究队对岩芯进行了细微的观察描述，并采样派人去大庆与松基三井的生油岩对比，发现并明确了下第三系生油层。上部1269～1502米井段为灰色、深灰色泥岩夹油页岩及灰质粉砂岩，含大量介形虫、鱼、腹足类化石，是最好的生油层；下部1502～1973米井段为灰绿色泥岩与粉砂岩互层夹灰白色细砂岩及少数薄层粉红色砂质泥岩，也具有生油能力。上、下部地层厚度为704米，其中泥质岩厚达501米，占总厚度的72%。根据生油条件分析，有机碳含量为1.836%、沥青含量为0.00793%、二价铁与三价铁比值为3.22。储集层分析，孔隙度为3.1%～30.2%，渗透率小于1×10^{-3}～1473×10^{-3}二次方微米。这套地层不但有良好的生油条件，而且还具有很好的储集条件，被命名为下第三系沙河街组。惠深1井，位于惠民凹陷林樊家构造上，是地质部山东省石油普查队钻探的第一口深井。该井于1960年开钻，至1961年完钻，终孔井深1383米，完钻层位为下第三系红层（后被命名为孔店组），没有钻遇下第三系沙河街组（缺失）。

这期间取得了以下重要认识：①通过惠民凹陷华7参数井的钻探，首次发现了下第三系沙河街组生油岩系，从而大大增加了在华北平原找油的信心。②提高了对渤海湾盆地东部的远景评价。以前由于没有钻井资料，对华北平原东部地区的含油气远景评价，仅仅限于推测。华7井生油层的发现，证明渤海湾盆地的济阳坳陷、黄骅坳陷是勘探油气十分有利的地区。

在此基础上制定了济阳、黄骅坳陷为重点的勘探部署。1960年夏，地质部和石油工业部的有关单位，在郑州市召开了一年一度的石油勘探工作协调会。会上，交流了钻探和华北地区物探资料研究的成果，特别是东营地区的成果，引起了人们的重视。同年11月份两部又在天津召开“华北石油普查工作会议”。在这次会上，大家一致同意以渤海湾盆地东部第三纪沉积坳陷为重点，确定了东营、义和庄、盐山、羊三木、北塘、马头营六个突破点。为了早日突破出油关，石油工业部华北石油勘探处首先钻探东营构造。义和庄构造由地质部山东

石油普查队钻探。盐山、羊三木、北塘及马头营等构造由河北省石油普查队钻探，制定了沿渤海湾周围地区的整体部署任务。

2.建立华北平原覆盖区内新生代地层层序及名称

1960 年全国地层会议之后，华北石油勘探处综合研究队按照全国地层草案规范的精神，对华北平原内深井揭露的新生代地层进行了划分对比及地层命名。"界、系"采用国际性的地层单位名称，"统"采用地方性的地层单位名称，同时以基准井、参数井首次发现地层的地理位置给予命名。小于统的地层单位称段，如第一段、第二段……等。凡可与边缘露头地区进行地层对比而与之相当者，不再取新的名称、仍沿用以前已用的名称。

根据上述原则，将华北平原新生界自上而下划分命名为：第四系平原组，上第三系明化镇组和馆陶组，下第三系沙河街组（东营组是根据 1961 年华 8 井钻探后命名的）、五图组（相当于现今的孔店组）。建立现今广泛使用的地层层序和名称。为进一步开展华北平原新生代地层和构造的研究奠定了基础。

3.1961 年钻探东营构造，华 8 井突破出油关

这期间的地震工作，除地质部中原物探大队所作外，还有石油工业部华北石油勘探处物探队、河北省物探队进行工作，共做地震普查和详查面积 6200 平方公里，其中济阳坳陷为 3000 平方公里。

地质部中原物探大队及华北石油勘探处的 701 队主要于东营凹陷北部，包括中央隆起带、坨庄—胜利村—永安镇地区，约 1000 平方公里内施工。由于当时地震测线稀，加之所使用的为"五一型"仪器，所得反射层的资料不能连续追踪，质量极差，没有得到深层反射。只能提供假想层构造图。图上仅显示东营—辛镇构造有背斜轮廓，被一条近东西向正断层切割。胜利村和广利构造只有鼻状构造显示。据此确定了华 8 参数井的井位。该井位确定在东营构造顶部，地理位置在广饶县东营村东 1500 米处，由华北石油勘探处 32120 队负责钻探。设计井深 2500 米，目的是了解下第三系沙河街组在济阳坳陷东部的地层及含油气情况。1961 年 2 月 26 日开钻，同年 4 月 5 日完钻，终孔井深为 1755.88 米。在 1189.07～1194.39 米井段第一次取芯，岩性为棕红色泥岩。第二次取芯在 1194.39～1200.39 米、芯长 0.45 米，岩性为褐黑色疏松油砂。随后继续取芯 7 次至 1233.07 米，又多次发现油砂。为了尽快了解油层产能，决定停止取芯（本井取芯进尺 50.2 米，芯长 16.86 米），钻完该组油层至 1755.88 米，提前完钻试油。

华 8 井钻遇馆陶组 321.5 米，下第三系东营组厚 298.5 米（未穿）。其中馆陶组岩性为棕红色砂质泥岩与灰绿色粉砂岩、泥质粉砂岩间互，构成本井主要含油层系。油层岩性为黑褐色疏松含油砂岩。东营组岩性为灰绿色泥岩、泥质粉砂岩夹棕红色泥岩、灰色细砂岩，顶部夹薄层油页岩，中部泥岩为翠绿色含有介形虫、腹足类化石和分散黄铁矿，下部粉砂岩增多，底部为厚层状含砾粗砂岩，也有油层分布。经研究对比，本组地层与华 7 井的沙河街组不同，定名为东营组。经电测解释，在 1194～1755 米井段有油层 13 层厚 24.2 米（有效厚度 15.6 米），单层厚度 1～2.8 米，地层真电阻率为 7～30 欧姆米，含油饱和度 52%～71%，孔隙度为 28.7%～36.5%，渗透率为 3600×10^{-3}～71000×10^{-3} 二次方微米。另有可疑油层 17 层 35 米（有效厚度 23.4 米）。

经分析，选择 1207.8～1630.5 米井段油层 8 层 16.2 米进行测试。从 1961 年 4 月 16 日至 5 月 4 日用 6～9 毫米油嘴求产，日产油 8.5～11.4 立方米，水 22.3～47.3 立方米，原油相对密度 0.9423，粘度 41 毫帕秒（100℃）。天然气成分 CH_4 为 95.3～97%，地层水总矿化

度为18968毫克／升，属$CaCl_2$水型。

华8井是华北平原第一口发现工业油流井。它不但宣告了胜利油田的诞生，同时也宣告了渤海湾油区的诞生，揭开了找油的序幕，也是继松辽油区发现后的又一重大发现。

华8井出油后，为了扩大勘探成果，同年华北石油勘探处在东营构造带又钻了两口探井（营1井、辛1井），证实了下第三系沙河街组为重要的含油层系，发现了东辛油田。

营1井，位于东营构造带的东营背斜构造的南部断块上，钻探目的主要是了解沙河街组及其含油气情况，完成华8井没有完成的地质任务。设计井深3000米。由华北石油勘探处32120队负责施工，于1960年6月15日开钻，当年9月10日完钻，终孔井深2897.9米。于1686～2896.6米井段钻遇下第三系沙河街组，于1789～2642米井段，见油层17层（有效厚度29米）。在1961年11月9日至1962年1月22日间，选择2638～2642.4米井段油层（有效厚度3.2米）进行试油，10毫米油嘴日产油4～7立方米。营1井是下第三系沙河街组第一口获工业油气流的井，首次证实了沙河街组为含油层系。

辛1井，位于东营构造带东部辛镇局部构造上。钻探目的层系仍为下第三系沙河街组，设计井深3000米。由华北石油勘探处32104队负责施工。1961年6月19日开钻，当年7月23日完钻，终孔井深2525.89米。于1899～2525.89米钻遇下第三系沙河街组、在2058～2461米井段发现油层18层，有效厚度43.4米。同年11月3日对2290～2370.6米井段油层22米进行试油，10毫米油嘴日产油36～60.8立方米。辛1井于下第三系沙河街组再次发现油层，证明该地层是东营构造带最主要的含油层系，并扩大了该带的含油范围。

在这一时期，整个华北平原从区域侦察到发现油流，仅经历了6个年头。共钻探井18口，其中华1—华8为8口基准井，分别分布在沧县隆起（华1井）、开封坳陷（华2井）、太康隆起（华5井）、临清坳陷（华3、华4与华6井）与济阳坳陷（华7与华8井）。华7井发现了下第三系生油层，华8井在上第三系馆陶组、下第三系东营组发现了工业油流，起了极为重要的开创作用。

这个时期，地质部各石油勘探单位钻各类探井8口。其中济阳坳陷的惠深1井与黄骅坳陷羊三木构造的羊1井（有油气显示），都起了重要作用。

石油工业部与地质部所属各石油勘探单位的通力协作、密切配合，不但孕育与诞生了胜利油田与大港油田，也使包括海域在内的整个渤海湾盆地展现了广阔的含油气远景。

第二节　济阳坳陷勘探时期

一、勘探东营凹陷北区阶段（1962～1963年）

继华8井、营1井、辛1井获工业油流后，石油工业部抽调华东石油勘探局在江苏省的勘探队伍，以及青海的勘探队伍来加强东营凹陷的勘探工作。由于勘探力量的限制，主要在黄河以南东营凹陷北部进行区域勘探。

本阶段部署钻井队6个，地震队5个，垂向电测深队1个，放射性化探队1个，以东营构造带为重点，以沙河街组油层为主要勘探目的层系进行重点勘探。探井部署双十字剖面共11口甩开钻探，除继续了解东营、辛镇构造的含油气情况外，对坨庄、胜利村、现河庄、永安镇等构造均进行钻探。此外，对陈家庄、义和庄凸起也部署了预探井4口（陈1、陈2、陈3、义1井）。

在上述部署中，营2井于1962年9月23日钻至井深2758.57米，在沙河街组见到良好

的含油气显示并发生井喷，采用钻杆完井，测试2738.0～2758.57米井段20.57米厚的油层(未穿)，15毫米油嘴日产油555吨。为了纪念当时这口全国第一口最高产油井（9月23日为营2井喷油之日），把原华东石油勘探局改名为923厂。之后，开始追踪沙三段高压高产油层，主要在东营构造北区的西部甩开钻探，又于营4、营6井发现沙三段高压高产油层。在胜利村构造上所钻的坨7井发现了沙二段高产厚油层。本阶段共钻井14口，有9口探井见油层，不仅发现了沙三段高产油层，并且肯定了沙二段为主要勘探目的层系，具有大面积含油的前景，除东辛油田外，又发现了胜坨油田等，为开展华北地区石油勘探会战奠定了基础。

二、全面解剖东营凹陷阶段（1964～1966年）

1964年石油勘探会战一上手，就从东营地区的复杂地质情况出发，制定了"区域展开、重点突破、各个歼灭"的勘探方针。"区域展开"，就是对整个凹陷进行区域性的侦察工作，全面了解凹陷内地层、生储盖组合、构造和含油气情况，为重点突破选择目标。"重点突破"，是在区域展开的基础上，选择有代表性的而又比较有把握的含油气构造进行重点解剖，取得经验指导勘探。"各个歼灭"，是集中勘探力量，对含油有利地区逐个解剖，把石油地质情况基本搞清楚，查明油气田的分布状况。

1964～1966年的勘探工作就是在上述勘探方针的指导下分阶段进行的，组织了围歼坨庄、胜利村，"大战通（滨镇）—王（家岗）—惠（民）"及分区歼灭永安镇、滨南战役。共钻探井345口，有232口井钻遇油层。发现并探明了胜坨、东辛、永安镇、现郝、纯化、滨南、尚店、平方王等8个油田。

1.集中勘探坨庄—胜利村构造带

位于坨庄构造上的坨1井，于1964年5月28日测试沙二段油层24.9米，15毫米油嘴日产原油396吨。之后，1964年6月29日，又对胜利村构造顶部的坨7井沙二段油层，上返射开7层24.2米，15毫米油嘴日产油361吨。经过分析研究，认识到坨庄、胜利村两个局部构造的油水关系比较简单，油层有可能连片分布。于是首先选择坨庄构造为突破点，用4台钻机，按十字剖面部井4口（坨2、坨3、坨4、坨5井），三个月完成钻探任务，控制含油面积15平方公里。紧接着又集中勘探力量于胜利村构造，用12台钻机，按断块部署探井，大致构成三条剖面24口井（坨9、坨10、坨11、坨12、坨13、坨17、坨18、坨19、坨20、坨21、坨22、坨28……等井），于1965年一季度相继完成钻探任务，选择坨11井、坨9井分别测试沙三段油层，获得日产原油1036吨和1134吨的高产油流，控制胜利村构造含油面积40平方公里。共发现馆陶组、东营组，沙一段、沙二段、沙三段等含油层组。前后经过8个月的钻探，基本探明了胜坨油田。这是东营凹陷内发现并探明的第一个多含油层组富集高产的大油田。从此石油工业部决定将923厂改名为胜利油田。

2.开展通—王—惠战役

在基本探明了胜坨油田的石油储量之后，以期发现更多的"胜坨式"油田，决定于1965年集中18台钻机，16个地震队，在东营凹陷南斜坡和惠民凹陷东部地区、面积约8000平方公里范围内，展开了"通—王—惠战役"。其中东营凹陷内部署了8台钻机、6个地震队，发现了纯化镇油田和陈家桥、八面河、高青含油地区，所钻9口探井中有6口见油层，并新发现了沙四段含油层系。在惠民凹陷集中10台钻机、10个地震队，钻探了林樊家、沙河街、商河、阳信、商家店、斜庙、梁家道口等构造，钻探井10口，未发现油层。下半年及时调整了部署，惠民凹陷的钻机回师东上，开展了东营凹陷的辛镇、宁海、纯化镇、郝家、

永安镇、滨南六个地区的构造预探和评价性钻探，结果探明了纯化镇油田，发现了永安镇、滨南、宁海、郝家、金家等含油地区，扩大了东辛油田的含油范围，东营凹陷呈现出全凹陷含油的轮廓，为分区歼灭和探明控制油田创造了条件。

3.永安镇和滨南地区的分区勘探

永安镇地区的勘探面积约600平方公里，1965年所钻3口探井（永1、永2、永3井）均见油层，其中永2井、永3井沙二段油层，15毫米油嘴测试获日产原油282～308吨的高产。因此，对永安镇地区的含油远景评价较高。从该地区整体出发，部署了7条剖面40口探井进行解剖。上钻机8～11台，2个地震队及相应的试油队和地质综合研究队伍，并成立了前线指挥部。经过7个月的勘探，共钻探井33口（报废井除外），其中11口井见油层，控制了永安镇油田，发现了广利和新利村两个含油地区。滨南地区于1965年10月滨2井发现沙二段油层，15毫米油嘴测试日产原油117吨。之后，根据沙二段砂岩储集层向西可能大面积上倾尖灭含油的情况，又钻探了3口探井，其中滨3、滨4两口井在沙二段见油层。滨5井发现了沙四段油层88.4米，15毫米油嘴测试日产原油208吨。1966年同样选择该地区进行分区歼灭，其目的不但是继续扩大沙二、四段含油战果，更主要的是侦察平方王凸起，了解它的含油气情况，为此部署了3条探井剖面，钻探了8口井，明确了滨南一区是沙二段油层的主要富集区。在平方王凸起上所钻的滨1井，发现厚达68.7米的沙四段油气层，射开7层25.6米，5毫米油嘴日产原油16.1吨。针对平方王凸起是一个继承性的古构造，面积大，形态简单的特点，又立即按十字剖面部署9口探井，集中5台钻机，用4个月时间控制了该油田。

通过三次勘探战役，基本探明了胜坨、永安、滨南、平方王、东辛、纯化镇……等油田；发现了馆陶、东营、沙一、沙二、沙三和沙四段含油层组。

三、沾—车—惠凹陷区域勘探阶段（1967～1975年）

在东营凹陷基本完成整体解剖之后，为了及时了解济阳坳陷其他凹陷的含油气情况，于1967年1月～1968年6月，对沾化—车镇—临邑地区进行区域侦察。本阶段共钻探井25口，其中15口见油层，发现了孤岛油田和垦利、罗家含油地区。继孤岛油田的发现井——渤2井在馆陶组获得工业油气流后，于1968年7月～1969年5月，组织了"围歼孤岛、探明储量"的战役。共钻探井48口，其中31口见油层，基本探明孤岛凸起浅层披覆构造大油田，开拓了凸起找油的新领域。与此同时还发现了渤南、孤北、车镇等含油地区。

1969年6月～1971年10月，针对石灰岩油层，凸起披覆构造、断裂带构造油藏进行勘探。本阶段共钻探井103口，其中见油层井68口，发现了埕东油田、渤南油田、单家寺和盘河油田，扩大了临邑断裂带的含油范围。在渤南油田所钻的义11井、义47井于沙三段获日产超千吨的高产油流。

1971年10月～1975年，集中力量对河口地区和潜山油藏进行了重点勘探，基本探明渤南油田、发现了义和庄潜山油藏和大王庄等含油地区。同时加强了惠民凹陷西部地区的勘探，扩大了临盘油田的含油范围，并发现了商河油田。1972年和1974年对东营凹陷南斜坡进行了重点勘探，发现了王家岗油田。

通过对沾化、车镇、惠民三个凹陷的勘探，共钻探井1201口，有961口见油层，645口获工业油流。发现了18个油田（孤岛、埕东、垦西、垦利、渤南、罗家、义东、大王庄、临盘、商河、玉皇庙、王家岗、草桥、八面河、广利、梁家楼等油田），大中型构造油田大都已被发现，圈定了现今油田的分布范围。

四、济阳坳陷深化勘探，开展新区新领域勘探阶段（1976～1990年）

1.加强老区"三小"油藏勘探，开始新区新领域勘探（1976～1980年）

至1975年，经过上述阶段的勘探。累计工作量地震剖面65775公里，探井1578口，在济阳坳陷内发现27个油田，陆上大中型构造油气藏（背斜型与断块型油气藏）的大规模勘探已告一段落。继1975年冀中坳陷发现潜山大油田之后，1976～1977年又以义和庄潜山、平南和滨南潜山为重点进行了勘探，基本上查明了这些地区的潜山及上覆断块的含油气情况。

1978～1979年，根据"精查三小、着眼三大、大找三新"的原则，深化济阳坳陷的勘探。所谓"三小"，就是在老油区，开展小滚动背斜、小断块、小潜山油气藏的勘探；所谓"三大"，就是开展大的不整合油藏、大的地层超覆油藏和大的砂岩体尖灭油藏的勘探；所谓"三新"，就是加强新地区、新层系、新类型的勘探。

上述5年中共钻探井487口，有油层井369口，其中获工业油流井234口。在陆上老区发现了义和庄、义北、单家寺、利津、史南、孤南等中小油田，同时在一批老油田外围发现了新的含油层系。这个阶段还开展了海滩地区的勘探，发现了桩西、五号桩、长堤油田，认为它们是一个大型潜山披覆构造带，具有十分重要的含油气远景。这个时期桩82、桩古1、桩古2井均获工业油流。如桩古2井日初产原油达204吨，五号桩油田所钻的渤97井日产原油265吨，长堤油田的桩3井、桩11井也都获得工业油流。至1980年桩西—五号桩地区已钻井40口，其中有油气层井30口，发现了8套含油层系，形成了重点勘探的阵地。与此同时进一步总结了济阳坳陷的成藏条件及油气藏分布规律，为深化以后勘探提供了依据。

2.以济阳坳陷东部为重点，加强滩海地区及非背斜油气藏勘探（1981～1983年）

1981年2月召开了地质技术座谈会，对济阳坳陷勘探潜力进行了分析，认为济阳坳陷处于中等勘探程度（预探井密度为每平方公里0.04口），且各地区的勘探程度极不平衡。提出可供勘探的有利地区有三类30块。第一类，在老油田附近，每块有可能增加几十万吨到百万吨左右的石油地质储量，约十来块；第二类，钻过一些探井，不同程度地见到工业油流，每片有可能拿到百万吨到千万吨地质储量的有十来片；第三类，区域地质条件比较好，属于战略侦察的地区或领域也有十来片。明确了近期勘探的方向和目标。决定以济阳坳陷东部地区为重点，以非背斜油气藏为主要目标，除了继续勘探桩西、五号桩、长堤海滩地区之外，加强了东营凹陷边缘地区的勘探。

本阶段动用钻机28～40台，地震队19～22个，共完成地震测线16809公里，钻探井共345口，有油（气）层井248口，其中获工业油气流的井153口。主要成果是探明了单家寺、宁海、金家等油田的石油储量，发现了林樊家、套尔河油田及垦东、孤北、六户等含油地区，逐步形成了桩西—五号桩及东营凹陷西边缘为重点的含油区。同时加深了老油田周围地区的勘探。

通过这三年的勘探工作，进一步认识到滩海新区是济阳坳陷勘探大油气田的有利地区，老油区中相对勘探程度较低的洼陷、边缘地区是勘探地层—岩性油气藏的有利地区。

3.重点勘探滨海地区，发现孤东大油田（1984～1990年）

本阶段以滨海地区为勘探重点，整体解剖了桩西—五号桩—孤东潜山披覆构造带、大王北构造带及东营凹陷的梁家楼—牛庄—六户地区，八面河断裂鼻状构造带。动用27个地震队，钻机40～80台。五年共作地震（二维）测线7930公里，各类探井887口，有729口见油层，其中有360口获工业油气流。在滨海地区发现了居济阳坳陷第三位的孤东大油田，为

胜利油田在80年代产能建设跨上新台阶奠定了基础，车镇凹陷的滨海地区发现了大王北油田，扩大了渤南油田东部地区的含油气范围，使之成为亿吨石油储量的大油田。此外，在滩海地区还发现新滩、红柳、老河口等油田，进一步明确了滩海地区有巨大勘探远景。对义和庄和陈家庄潜山披覆构造带和东营凹陷的博兴、牛庄洼陷、八面河断裂鼻状构造带上进行勘探，发现了王庄变质岩潜山高产油田，牛庄岩性油田，高青、小营油田，探明了八面河油田的石油储量。

通过本阶段的勘探工作，净增年产油量800万吨，突破了年产石油3000万吨的大关，从而使胜利油田的勘探、开发进入了一个新时期。

上述这段勘探时期，从1962年营2、坨7、滨5井分别在沙三、沙二、沙四段获得高产油流，与通—王—惠战役后，发现了胜坨高产大油田，明确了东营凹陷整体含油的轮廓，奠定了济阳坳陷大发展的基础。1968年，浅层披覆构造孤岛大油田的发现，开拓了凸起找油的新领域。1973年沾11井喷油，掀起了寻找任丘式潜山油田的热潮。1981年起进军海滩，发现了桩西、五号桩等油田；以后又在滨海地区发现孤东等大油田，使济阳坳陷的勘探成果不断扩大，储、产量不断增加。

总之，1962～1990年是济阳坳陷勘探、开发大发展的时期。从一口井见油流发展成一个油区，发展成年产量达3000万吨以上的中国第二个大油田——胜利油田，是与勇于实践，善于总结，不断深化认识分不开的。如在勘探目标与方向上，从局部构造到二级构造带，又到复合油气聚集带；从浅到深，从新生界到古生界；从砂岩油藏到石灰岩油藏；从背斜油藏、断块油藏又到地层—岩性油藏；从凹陷发展到凸起、又到洼陷；从陆上进军海滩，又向滨海发展。至今还在不断实践，不断认识，不断发展之中。

第三章 地　层

济阳坳陷的地层研究大致经历了四个发展阶段：①50年代初，济阳坳陷外围探区露头生物地层剖面的测制；②60年代初，第三系地层单元及其层序的确立；③60～70年代，对下第三系各门类古生物化石的属种描述及组合的建立；④70年代末至80年代，为配合济阳复式油气区勘探和开发，对古生界、中生界、新生界进行了综合性研究及上第三系和前第三系生物组合的建立。

根据地震、钻井、电测和生物地层等多项研究资料的揭示和证实，济阳坳陷从老到新包含的地层有：太古界泰山群，下古生界寒武系和奥陶系；上古生界石炭系和二叠系，中生界侏罗系和白垩系（图1-3-1），以及新生界第三系及其上覆的第四系。前第三系，特别是古

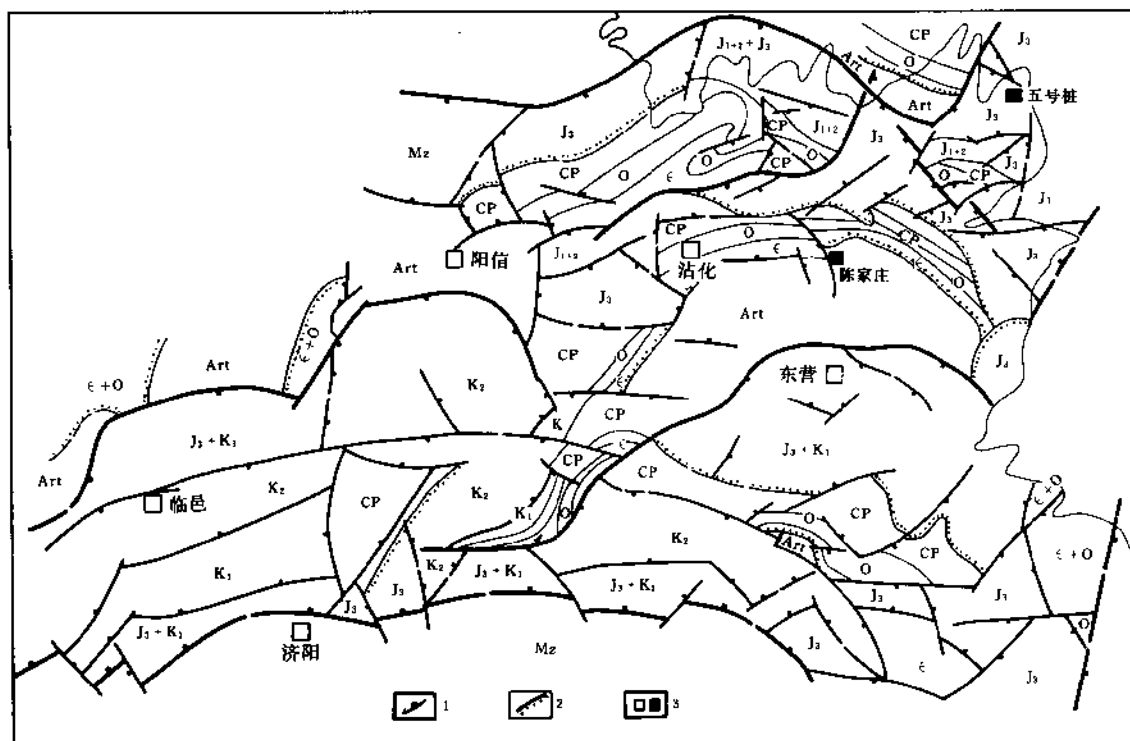


图1-3-1 济阳坳陷前第三系古地质图

K_2—上白垩统；K_1—下白垩统；J_3—上侏罗统；J_{1+2}—中、下侏罗统；Mz—中生界；CP—石炭—二叠系；O—奥陶系；Є—寒武系；Art—泰山群；1—断层；2—不整合线；3—市、县

生界与华北邻区基本一致。太古界为基底。缺失元古界、古生界上奥陶统、志留系、泥盆系和下石炭统及中生界三叠系。下古生界以浅海相碳酸盐岩地层为主；上古生界以海陆交互相和陆相湖、河碎屑岩发育为特征；中生界是由陆上湖沼含煤碎屑岩、中基性火山喷出岩及河

流相红色碎屑岩所组成；新生界下第三系古新统零星出现，始新统和渐新统十分发育，以湖相碎屑岩为主，夹碳酸盐岩、盐岩、石膏和基性火山岩；上第三系和第四系则以河流相碎屑岩为主，上新统至第四系夹多期海相层。

第一节 太 古 界

济阳坳陷钻入太古界的探井达260余口，揭示的最大厚度为660米，主要为片麻岩，属泰山群（Art）。泰山群在坳陷边缘或坳陷之间的古陆隆起区，常直接伏于第三系之下。以东营北部王庄地区的泰山群为例，主要有两种岩石类型：破裂状混合岩化黑云二长片麻岩和破裂状混合岩化黑云斜长变粒岩。据区域地质对比，这套复杂的变质岩系总厚度约15000米，其K—Ar法同位素年龄值大于24.5亿年，大致可与太行山东麓的阜平群和辽东南部地区的鞍山群相当。

第二节 古 生 界

济阳坳陷的古生界与华北地区的基本一致，属标准的地台型沉积。下古生界寒武系和奥陶系，在济阳坳陷的东部和西部凹陷边缘或古陆斜坡地带直接伏于第三系之下；上古生界则多组成坳陷南部和东北部边坡之基底。古生界厚约1400米。下古生界生物化石全为海相，有三叶虫、介形虫、腕足、棘皮、苔藓虫、海绵骨针和牙形石等类；上古生界石炭系海相石灰岩夹层中见有大量有孔虫、蜓、苔藓虫、腕足、腹足、棘皮和三叶虫等类，其余陆相碎屑岩中则以植物和孢粉化石为主。对钻井中地层划分对比，下古生界主要以牙形石，上古生界以蜓、有孔虫和孢粉等化石为依据。此外，在该区古生界划分对比中，还常应用一些生物碎屑和岩矿薄片标志（图1-3-2）。多年来的实践证明，利用这些标志识别济阳坳陷的古生界常是很有效的。

一、寒武系

寒武系在济阳坳陷内可分三统七组（图1-3-3），除钙质生物碎屑外，牙形石稀少，上统仅见少量无铰纲腕足类：*Lingulella* 同孔贝属、*Paterina* 神父贝属和 *Homotreta* 小舌形贝属等。区内寒武系自下而上分为：

1.馒头组（$€_1m$）

本区馒头组为紫红色页岩与石灰岩互层，底部夹褐灰色硅质或燧石隐晶白云岩，与下伏泰山群为角度不整合接触。钻井电测井显示，自然伽马值较高，曲线呈尖峰状，向上因粘土和陆源碎屑的增多而峰值增加。华北地区标准剖面的馒头组含 *Redlichia murakamii* 村上莱得利基虫和 *R. chinensis* 中华莱得利基虫，层位相当于我国南方的龙王庙阶，时代属早寒武世的晚期。厚度为95～150米。

2.毛庄组（$€_1mz$）

毛庄组为灰紫色页岩和粉砂质页岩夹鲕状灰岩和石灰岩，泥质含量向上增加，自然伽马曲线值随之增高。华北地区标准剖面相当地层含三叶虫 *Shantungaspis* 山东盾壳虫属带，时代属中寒武世的早期。厚约30～60米。

3.徐庄组（$€_2x$）

本组为灰绿色、紫灰色页岩夹石灰岩和含海绿石砂岩，自然伽马值高，曲线呈块状。相

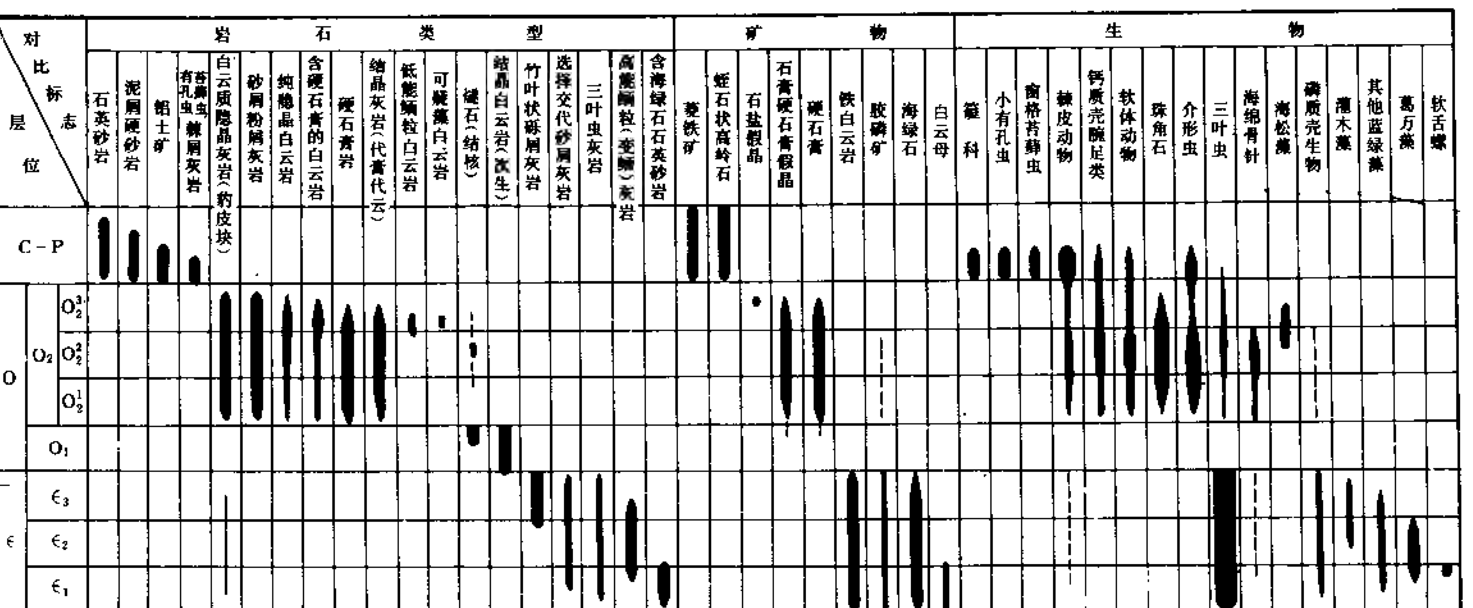


图 1-3-2　济阳坳陷古生界生物、岩石和矿物薄片对比标志纵向分布图

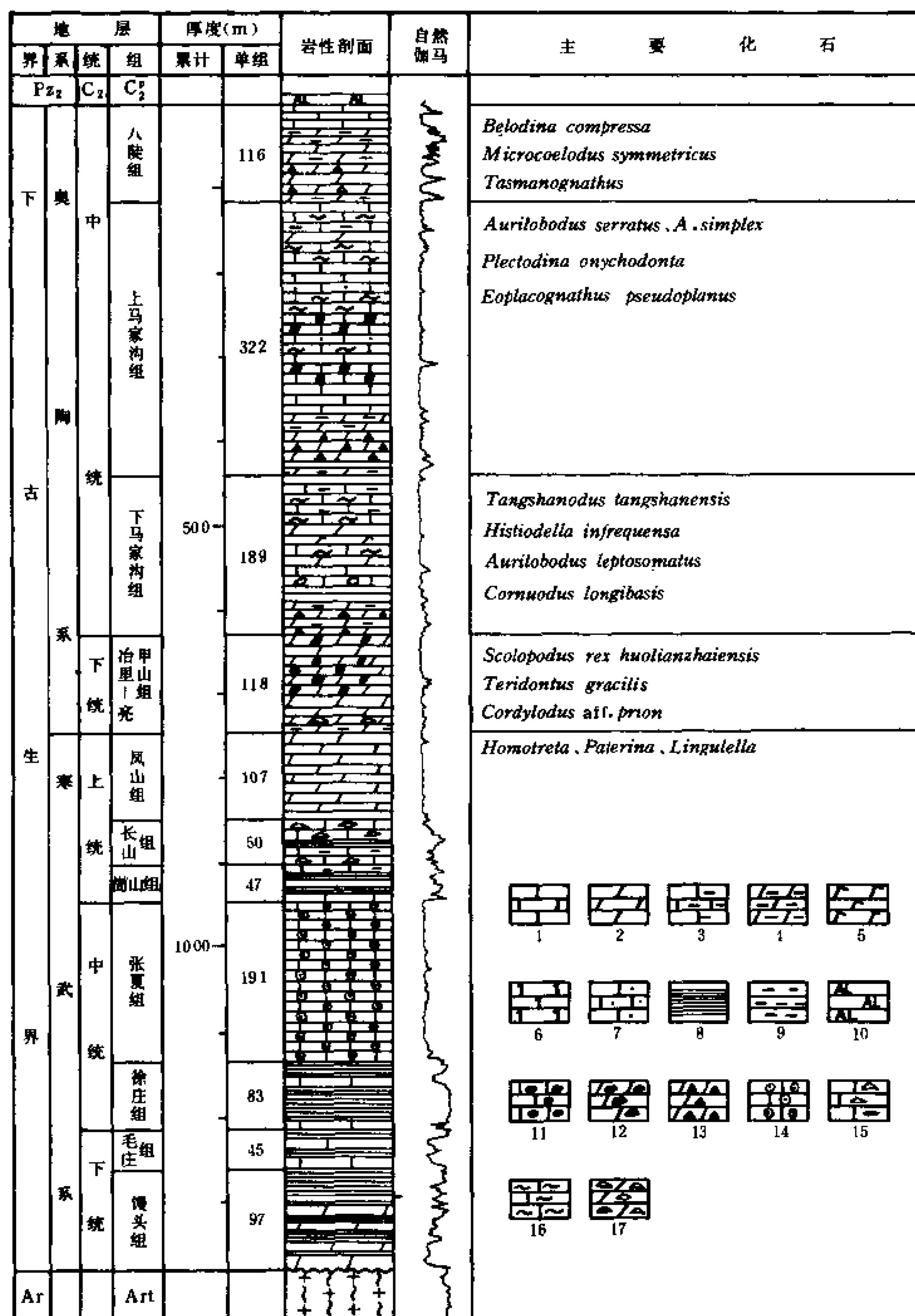


图 1-3-3 济阳坳陷下古生界综合柱状图

1—石灰岩；2—白云岩；3—泥质灰岩；4—泥质白云岩；5—灰质白云岩；6—白云质灰岩；7—砂屑灰岩；8—页岩；9—泥岩，10—铝土岩；11—燧石结核灰岩；12—燧石结核白云岩；13—角砾状白云岩；14—鲕状灰岩；15—竹叶状灰岩；16—豹皮状灰岩；17—竹叶状白云岩

当地层在华北地区标准剖面含 4 个三叶虫带，自下而上为：*Kockaspis* 柯赫氏虫带、*Sunaspis* 孙氏盾虫属带、*Poriagraulos abrota* 娇弱毛孔野营虫带和 *Bailiella* 毕雷氏虫属带，时代属中寒武世的中期。厚度为 80～100 米。

4.张夏组（€_2z）

张夏组为鲕状灰岩和石灰岩互层，自然伽马值低平。在华北地区标准剖面，相当地层自下而上含 3 个三叶虫化石带：*Crepicephalina* 裂头虫属带、*Amphoton* 双耳虫属—*Taitzuia* 太子虫属带和 *Damesella* 德氏虫属带，时代属中寒武世的晚期。此组在本区厚度 180～195 米。

5.崮山组（€_3g）

崮山组为黄绿色疙瘩状灰岩、泥质条带灰岩夹黄绿色页岩，自然伽马值高，但自下向上峰值降低。华北地区标准剖面的相当地层自下而上含 2 个三叶虫带：*Blackwelderia* 蝴蝶虫属带和 *Drepanura* 蝙蝠虫属带，属晚寒武世的早期。本区崮山组厚度为 45～50 米。

6.长山组（€_3c）

本区长山组为灰色泥质条带灰岩和竹叶状灰岩，夹灰绿色页岩，底部时有鲕状灰岩，自然伽马值较低或中等，局部呈峰值。华北标准剖面相当层位自下而上产 3 个三叶虫带：*Chuangia* 庄氏虫属带、*Changshania* 长山虫属带和 *Kaolishnia* 蒿里山虫属带，时代为晚寒武世的中期。此组在本区厚 50～100 米。

7.凤山组（€_3f）

本组为浅灰色结晶白云岩和泥质条带灰岩，自然伽马值较低平，无明显起伏。华北地区典型剖面相当地层自下而上产 3 个三叶虫带：*Ptychaspis* 褶颊虫属—*Tsinania* 济南虫属带、*Quadraticephalus* 方头虫属—*Dictyella* 小网形虫属带和 *Calvinella* 卡尔文氏虫属 *Mictisaukia* 杂索克虫属带，时带属晚寒武世晚期。厚 100～110 米。

二、奥陶系

济阳坳陷的奥陶系缺失上统，中、下统自下而上分 5 个组：下统冶里组和亮甲山组，中统下马家沟组、上马家沟组和“八陡组”。由于冶里组和亮甲山组岩性近似，根据钻井资料不易区分，故在油区通常合并称之。对本区奥陶系的生物化石研究以牙形石研究较为深入，华北地区奥陶系所含的 13 个牙形石带（第 4～17 带），本区已见 8 个（第 5、11～17 带）。此外于中统还见 *Aparchites* 无饰介、*Bythocypris* 深海金星介和 *Ctenolbina* 梳状球星介等介形类属。

1.冶里—亮甲山组（$O_1y\text{–}l$）

此段地层下部为灰色、浅灰色结晶白云岩夹竹叶状白云岩，底部含泥质白云岩；上部为浅灰色、黄灰色中、细晶或粗晶白云岩，富含燧石结核或条带。电测井自然伽马值较低，仅底部相当于泥质白云岩的层位显示峰值，因此一般也以此作为确定奥陶系之底的一个参考标志。本段牙形石较为丰富，下部见 *Utahconus beimadaoensis* 北马道尤他角牙形石带（华北第 5 牙形石带）中的常见分子 *Teridontus gracilis* 纤细圆柱牙形石和 *Cordylodus* aff. *prionaiensis* 锯齿肿牙形石（亲近种）等，相当于冶里组下部；上部地层产 *Paraserratognathus paltodiformis* 短矛副锯颚牙形石带（华北第 11 带）中的 *Scolopodus* rex. *huolianzhaiensis* 华美尖牙形石火连寨亚种、*Acontiodus* sp.矢牙形石（未定种）等属种，产出层位相当于亮甲山组的上部。本区冶里—亮甲山组厚约 90～125 米。

2.下马家沟组（O_2x）

下马家沟组下部以灰、黄灰色角砾状泥灰岩和泥质白云岩为主，其次为白云质灰岩和角砾状泥质白云岩；中、上部为深灰色石灰岩、豹皮灰岩夹白云岩及少量燧石结核，自然伽马曲线下部呈锯齿状，中、上部低平，顶部出现稀疏的尖峰，产 *Aurilobodus leptosomatus* 薄体耳叶牙形石、*Loxodus dissectus* 分离斜牙形石、*Tangshanodus tangshanensis* 唐山唐山牙形石、*Belodella rigida* 坚硬小针牙形石、*Histiodella infrequensa* 稀少帆牙形石等华北第 12 和第 13 带（薄体耳叶牙形虫—分离斜牙形石带和唐山唐山牙形石带）的带化石或重要分子。厚度为 180～200 米。

3. 上马家沟组（O_2s）

本区上马家沟组下部为浅灰色、灰黄色角砾状泥灰岩和泥质白云岩互层，自然伽马曲线呈峰状，并自下而上峰值降低；中部为深灰色含燧石结核灰岩和豹皮灰岩互层，自然伽马曲线低平；上部为深灰色石灰岩和褐灰色石灰岩夹薄层白云质灰岩、白云岩、泥质白云岩和少量燧石结核及角砾状灰岩，自然伽马值中等，有稀疏尖峰。本组产牙形石，有 *Eoplacognathus pseudoplanus* 假平始盾牙形石、*Plectodina onychodonta* 爪齿褶牙形石、*Aurilobodus simplex* 简单耳叶牙形石、*A. serratus* 锯齿耳叶牙形石等。它们为华北第 14、第 15 和第 16 牙形石带：*Eoplacognathus suecicus* 瑞典始盾牙形石、*Acontiodus*? *linxiensis* 林西矢牙形石、爪齿褶牙形石和锯齿耳叶牙形石带的带化石或重要分子。厚约 280～330 米。

4.“八陡组”（O_2“b”）

本区“八陡组”下部为浅灰色、灰黄色白云岩、泥质白云岩，局部夹角砾状灰岩；上部为深灰色、褐灰色石灰岩夹少量泥质灰岩和白云质灰岩。自然伽马曲线下部呈密集的尖峰，上部值降低，夹少量尖峰。牙形石化石丰富，产 *Microcoelodus symmetricus* 对称微腔牙形石、*M.assymmetricus* 不对称微腔牙形石、唐山牙形石、*Belodina compressa* 扁平似针牙形石等华北第 17 牙形石带（扁平似针牙形石和对称微腔牙形石带）的带化石或主要化石。“八陡组”多遭风化剥蚀，残余厚度南厚北薄，0～260 米不等。

三、石炭系

济阳坳陷的石炭系缺失下石炭统，中、上石炭统包括本溪组和太原组，均为陆相含煤碎屑岩系夹海相石灰岩层，厚度比较稳定，约 200 米（图 1–3–4）。

1.本溪组（C_2b）

本组为深灰色泥岩、泥灰岩夹碳质泥岩、薄煤层、少量细砂岩，上、中、下各含一层海相石灰岩，分别称为南定灰岩、徐家庄灰岩和草埠沟灰岩，底部以铝土质泥岩假整合于奥陶系之上。上述海相石灰岩层，以徐家庄灰岩最稳定，距下伏奥陶系顶 20 米左右，层厚 3～10 米，是本区钻井过程中预报和确定奥陶系顶部风化面的标准层，含多种浅海相生物，数量可达 75%以上，生物碎屑以棘皮动物为主，䗴和有孔虫化石有：*Schubertella obscura* 昧苏伯特䗴、*Fusulinella* 小纺锤䗴属、*Ozawainella* 小泽䗴属、*O. tingi* 丁氏小泽䗴、*Pseudostafella sphaeroides* 似球形假斯塔夫䗴、*Millerella minuta* 微小密勒䗴和十分丰富的 *Tuberitina collosa* 粘结瘤虫、*T. bulbacea* 球根瘤虫等。南定灰岩和草埠沟灰岩，层厚 1～2 米，含生物较少。本溪组陆相层中产丰富的孢粉化石，归为 *Endosporites* 环囊孢属—*Densosporites* 套环粉属组合，其主要特点是孢子量达 75%以上（无环类占 60%，有环类 15%），以 *D. mirus* 奇异套环粉的发育和见有一定量的环囊孢属及 *Tetraporina* 四角藻属为特征。厚约 40～60 米。

2.太原组（C_3t）

本区太原组为深灰、灰黑色泥岩、碳质泥岩与砂岩、页岩互层夹煤层，上、中、下各含1～2层海相石灰岩，分别称为上部、中部和下部石灰岩层。底部以厚层长石石英砂岩为界，整合或假整合于本溪组之上。

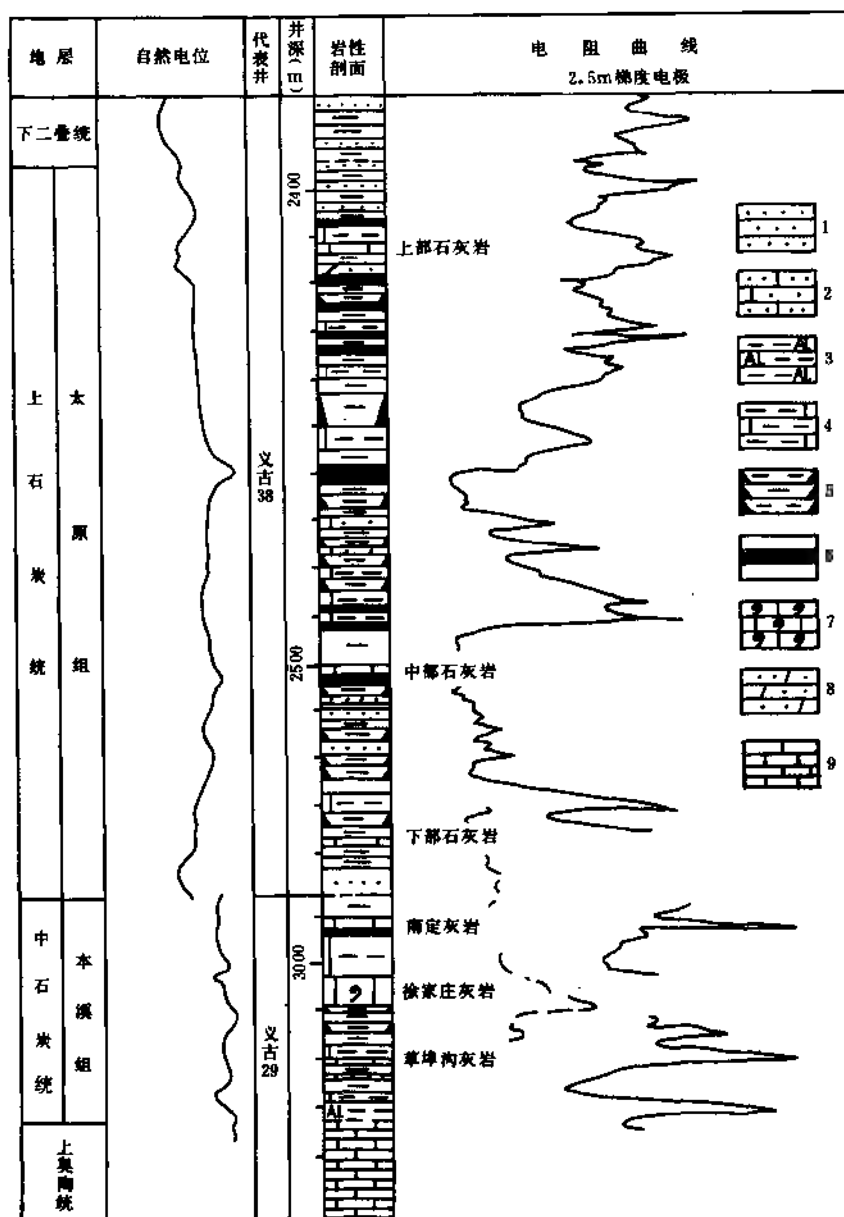


图1-3-4　济阳坳陷石炭系综合柱状图

1—砂岩；2—钙质砂岩；3—铝土质泥岩；4—钙质泥岩；5—碳质泥岩；6—煤层；
7—生物灰岩；8—白云质砂岩；9—石灰岩

本组海相石灰岩的单层厚度为1～2米，横向分布都不十分稳定，上、中、下三个石灰岩层很少同时见于一口井中。石灰岩层的特点是含 *Triticites* 麦粒蜓属、*Schwagerina* 希瓦格

蜓属和 *Pseudoschwagerina* 假希瓦格蜓属等具蜂巢层蜓类，软体动物化石碎片量超过棘皮动物。此外，陆源粉砂含量可达 1～3%。本区太原统泥质岩中分析出的孢粉化石丰富，属 *Kaipingispora* 开平孢属—套环孢属—*Crassispora* 厚环孢属组合，孢子含量 87%，远超过于花粉量，其中无环类 57～92%，有环类 8.5%，以套环孢属、厚环孢属、*Kaipingispora ornatus* 装饰开平孢发育，并含一定量的 *Perocanoidospora* 直叶孢属和 *Striatosporites* 梯纹单缝孢属为特征。厚约 150 米。

四、二叠系

济阳坳陷的二叠系全为陆相碎屑岩，早期含煤，晚期为紫红色砂、泥岩层，包括下统山西组和下石盒子组；上统上石盒子组和石千峰组，总厚度为 350～520 米（图 1-3-5）。

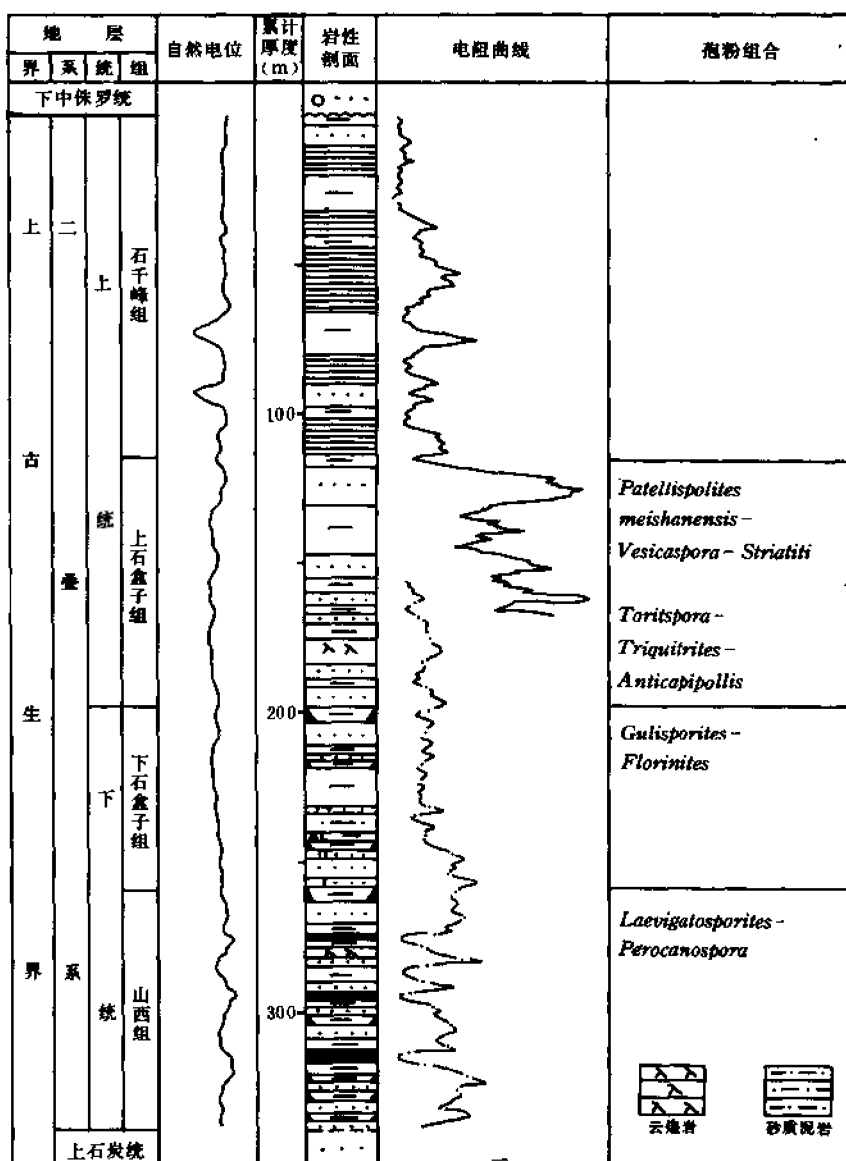


图 1-3-5 济阳坳陷二叠系综合柱状图

（图例同图 1-3-4）

1.山西组（P_1s）

本区山西组为深灰色泥岩、砂质泥岩、中细粒石英砂岩、碳质泥岩和煤层，组成多个韵律，底部以厚层石英砂岩与上石炭统太原组呈假整合接触。煤层多集中于中、上部，灰分高，含硫低。泥岩含丰富的孢粉化石，归属于 *Laevigatosporites lineolatus* 光面单缝孢一*Penocanoidospora* 蕉叶孢属组合，其特点是孢子含量 86%，远高于花粉量，以光面单缝孢属发育、有环类孢子衰减和 *Florinites* 费氏粉属的继续繁盛为特征。据孢粉组合特征，本区山西组相当于河北开平唐家庄组至赵各庄组的中部，时代为早二叠世的早期。山西组在济阳坳陷内厚度较稳定，一般约 60 米。

2.下石盒子组（P_1x）

本组为灰色、灰绿色泥岩和砂岩夹碳质泥岩、薄煤层和铝土质泥岩，含 *Gulisporites* 匙唇孢属—费氏粉属孢粉组合，其特征为匙唇孢属发育，*Pityosporites* 松型粉属、*Cycadopites* 苏铁粉属常见，并有一定量的 *Verrucosisporites kaipingensis* 开平块瘤孢、*V. verrucosus* 块瘤圆形块瘤孢等分子。本孢粉组合可与河北开平唐家庄和赵各庄组上部孢粉相似，时代属早二叠世晚期。厚约 40～120 米。

3.上石盒子组（P_2s）

本组为灰、灰白色石英砂岩、长石砂岩与灰紫色、黄绿色泥岩、砂质页岩互层，产 2 个孢粉组合，自下而上为：

（1）*Torispora* 一头沉孢属—*Triquitrites* 厚角孢属—*Anticapipollis* 逆沟粉属组合　此组合的化石丰富，以一头沉属发育，厚角孢属、逆沟粉属显著，并出现 *Vittatina* 叉肋粉属、*Chordasporites* 单脊双囊粉属等新成分为特征。据孢粉发育的先后顺序，又可进一步划分为 2 个亚组合：上部为厚角孢属亚组合和下部为逆沟粉属亚组合。

（2）*Patellisporites meishanensis* 梅山杯环孢—*Vesicaspora fusiformis* 纺锤聚囊粉—*Vitreisporites* 拟开通粉属—叉肋粉属组合　这一孢粉组合是以具一定量的梅山杯环孢和纺锤聚囊粉，发育的叉肋粉属及含一定量的具肋条属种单脊双囊粉和 *Costapollenites* 远极肋粉属等为特征。

这两个孢粉亚组合分别产于上石盒子组的下部和上部，前者蕨类孢子仍占优势，一头沉孢属十分发育，后者裸子植物花粉显著增加，含量接近于蕨类孢子，尤以双囊亚类和肋纹系花粉繁盛。一头沉孢属和 *Punctatisporites* 圆形光面孢等为浙江长兴龙潭组和山西保德上石盒子组常见分子，时代为晚二叠世的早期。本区上石盒子组厚度变化较大，一般 60～240 米。

4.石千峰组（P_2sh）

本组为紫红、棕红、灰绿色泥岩和棕红、灰紫色砂岩互层，与石盒子组为整合接触，分布零星，未见化石，残余厚度 100～140 米。

五、古生界划分对比中的几个问题

济阳坳陷的古生界，一般说来，在横向分布上是稳定的，与邻区的对比关系是清楚的（图 1–3–6、1–3–7 和 1–3–8），但在个别组的沿用和分统上与目前若干新观点略有差别。

1.府君山组的存在与否

府君山组建于天津蓟县一带，岩性为硅质或含燧石结核白云岩，夹豹皮灰岩，产三叶虫 *Palaeolenus* 古油栉虫等，上与馒头组为假整合接触，下部以角度不整合覆于青白口系之

上，相当的层位在山东临沂等地又称五山组。济阳坳陷内，在馒头组底部常见有厚约 20 米的白云岩或含燧石结核白云岩。因此，此段白云岩有时也被称为府君山组。由于未见化石，还待证实。

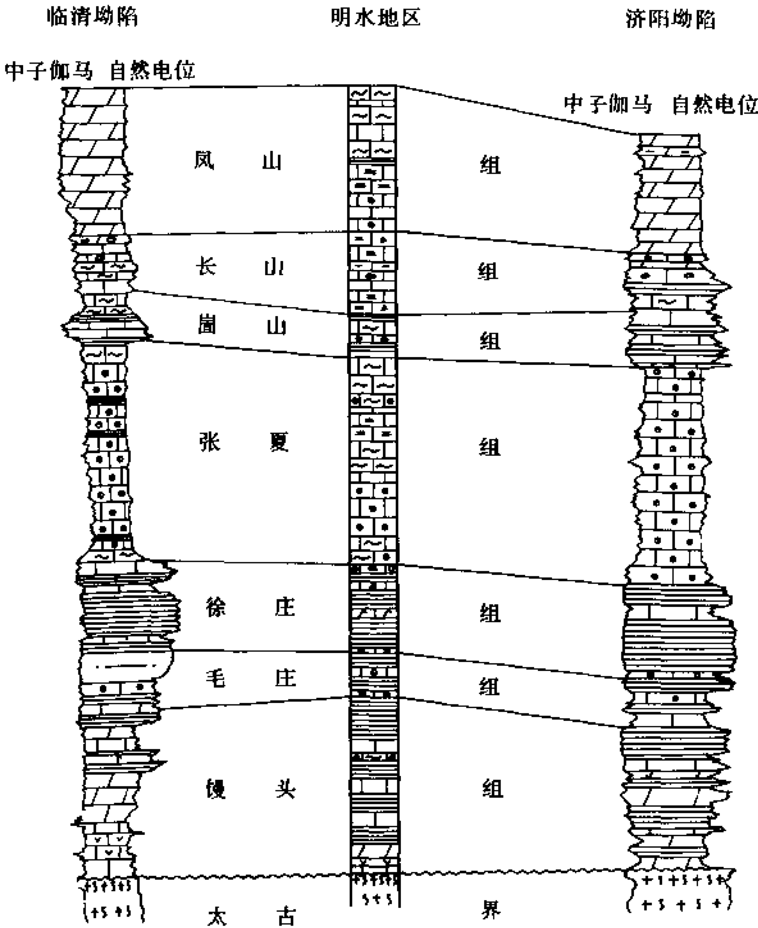


图 1-3-6 济阳坳陷与邻区寒武系柱状剖面对比图

(图例同图 1-3-3、1-3-4)

2.奥陶系分组名称的沿用

60 年代，依据唐山剖面将山东地区的奥陶系分为下统冶里组、亮甲山组和下马家沟组，上统上马家沟组。后据山东鲁西南大古生物化石研究，又有下统纸坊庄组、北庵庄组、“马家沟组”和中统阁庄组、八陡组等一些新划分方案。由于油区钻井中大古生物化石极少见，后一方案的分层依据难以掌握，故仍以 60 年代的划分为基础，略作改动，把上、下马家沟组均置于中统，顶部含泥质较多的一段地层划归八陡组。但因这一划分的八陡组实际上还包含了鲁西南区的阁庄组，所以本区用加引号的“八陡组”，以示区别。

3.石炭系分统

区内石炭系本溪组和太原组的划分与华北地区是一致的，但在分统上，为避免大量生产图件的改动，仍采用了石炭系的传统划法。

临清坳陷 明水地区 济阳坳陷

中子伽马 自然电位 中子伽马 自然电位

八陡组

上马家沟组

下马家沟组

亮甲山组 —冶里组

图 1-3-7　济阳坳陷与邻区奥陶系柱状剖面对比图

图例同图 1-3-3、1-3-4

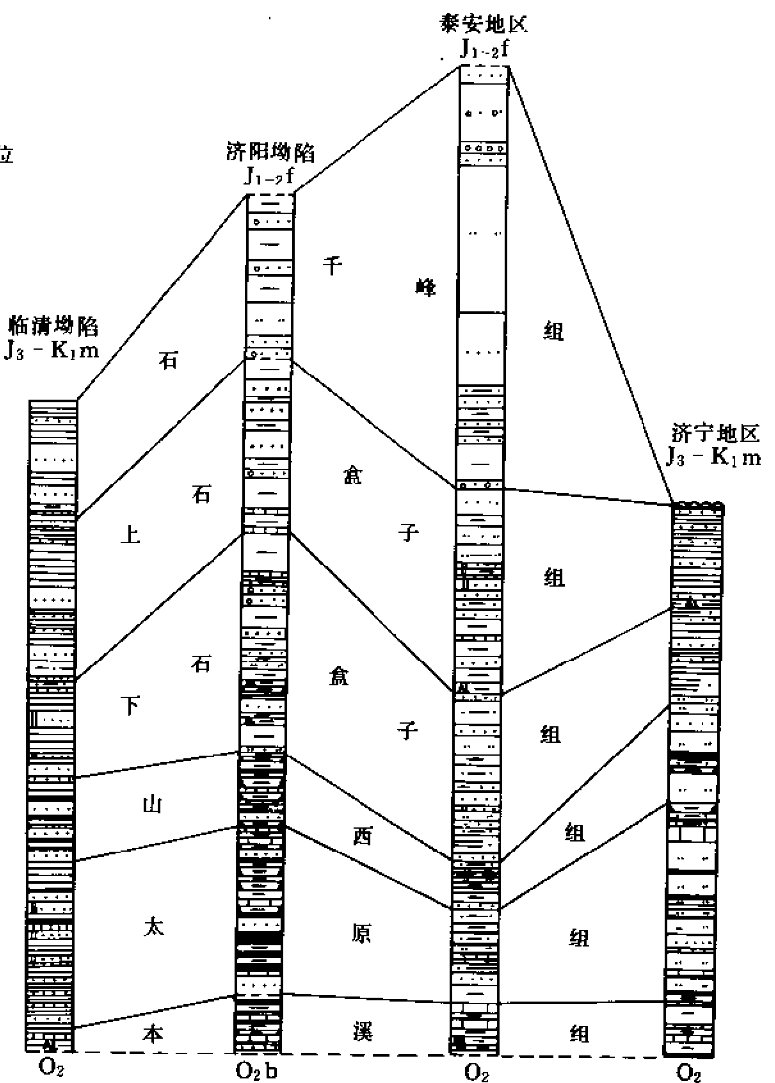


图 1-3-8　济阳坳陷与邻区石炭系—二叠系柱状剖面对比图

图例同图 1-3-4

第三节　中　生　界

济阳坳陷的中生界缺失三叠系，但侏罗系和白垩系十分发育。至今，油区内钻遇中生界的探井已近 400 口。从前第三系古地质图中可以看出，中、下侏罗统主要在坳陷东部的南北边缘；上侏罗统和下白垩统几乎遍及全区；上白垩统仅在西部商河、惠民一带分布（图 1-3-1）。古生物化石以孢粉为主，介形类次之。依据古生物资料，将济阳坳陷的中生界分为 5 个组，即下、中侏罗统坊子组、中侏罗统三台组、上侏罗统至下白垩统蒙阴组、下白垩统西洼组和上白垩统"王氏组"（图 1-3-9）。

一、坊子组（$J_{1\sim2}f$）

本区坊子组属暗色含煤碎屑岩系，上部为灰色砂岩、硬砂岩和紫色泥岩夹薄层碳质泥岩和煤层；中部为灰色、灰紫色泥岩、细砂岩、硬砂岩夹碳质泥岩和煤层；下部为灰、灰黑色、灰绿色泥岩、碳质泥岩夹硬砂岩，假整合于古生界二叠系之上。坊子组孢粉化石丰富，属于 *Lycopodiumsporites* 石松孢属 *Quadraeculina* 四字粉属组合。此组合的特点是裸子植物花粉略高于蕨类孢子含量，优势种有：苏铁粉属、*Cyathidites* 桫椤孢属、*Classopollis* 内环粉属、*Ginkgoretectina* 银杏粉属、石松孢属、*Neoraistrickia* 新叉瘤孢属、四字粉属等。本组典型钻井剖面厚为 228 米。

二、三台组（J_2s）

三台组是以紫红色、灰紫色泥岩和灰色白云质泥岩、白云质粉砂岩、硬砂岩互层为特点，底部有含砾砂岩或砾岩，上部较细，泥质岩增多，并有煌斑岩穿插，产 *Converrucosisporites venitus* 维奈瘤面三角孢—*Obtusisporis* 褶缝孢属孢粉组合。组合特征是蕨类孢子占 65%，超过裸子植物花粉含量，优势属种有：维奈瘤面三角孢、*Gleicheniidites* 里白孢属、*Concavissimisporites* 凹边瘤面孢属、*Todisporites* 托第蕨孢属、褶缝孢属、*Abietineaepollenites* 单束松粉属、*Pinusponites* 双束松粉属、*Callialasporites* 冠翼粉属等。本区三台组分布范围小于坊子组，整合或假整合于坊子组之上，典型钻井剖面厚为 356.5 米。

三、蒙阴组（J_3—K_1m）

蒙阴组较发育，特点是灰色泥岩和砂质泥岩互层，夹硬砂岩和含砾砂岩，部分地区上部有时有少量凝灰质砂岩、安山岩和煌斑岩。产内环粉属—苏铁粉属—*Schizaeaceae* 希指蕨孢属孢粉组合。此组合中裸子类占 70%，远超过蕨类孢子含量，重要分子有：内环粉属、苏铁粉属、单束松粉属、双束松粉属、*Cicatricosisporites* 无突肋纹孢属和希指蕨孢属等。呈角度不整合于三台组之上。典型剖面厚 344.5 米。

四、西洼组（K_1x）

西洼组是以灰、灰绿色安山岩、凝灰岩夹棕红色泥岩、粉砂质泥岩和粉砂岩为特征。泥岩夹层中产无突肋纹孢属—内环粉属孢粉组合，顶部红色泥岩中产介形类 *Gypridea* (*C.*) *mengyinensis* 蒙阴女星女星介和 *Flabellochara* sp.扇形轮藻（未定种）。本组孢粉组合特征是裸子类花粉含量超过蕨类孢子，主要分子有内环粉属、苏铁粉属、无突肋纹孢属、希子蕨孢属和 *Klukisporites* 克鲁克孢属等。本区西洼组假整合于蒙阴组之上，厚 325.3 米。

五、"王氏组"（K_2"w"）

"王氏组"以紫红、棕红色砂、泥岩为特征，中、下部砾质岩发育，上部夹灰色含膏泥岩，产希指蕨孢—*Rugupolarpollenites* 皱极粉属—*Aquilapollenites* 鹰粉属孢粉组合和介形类

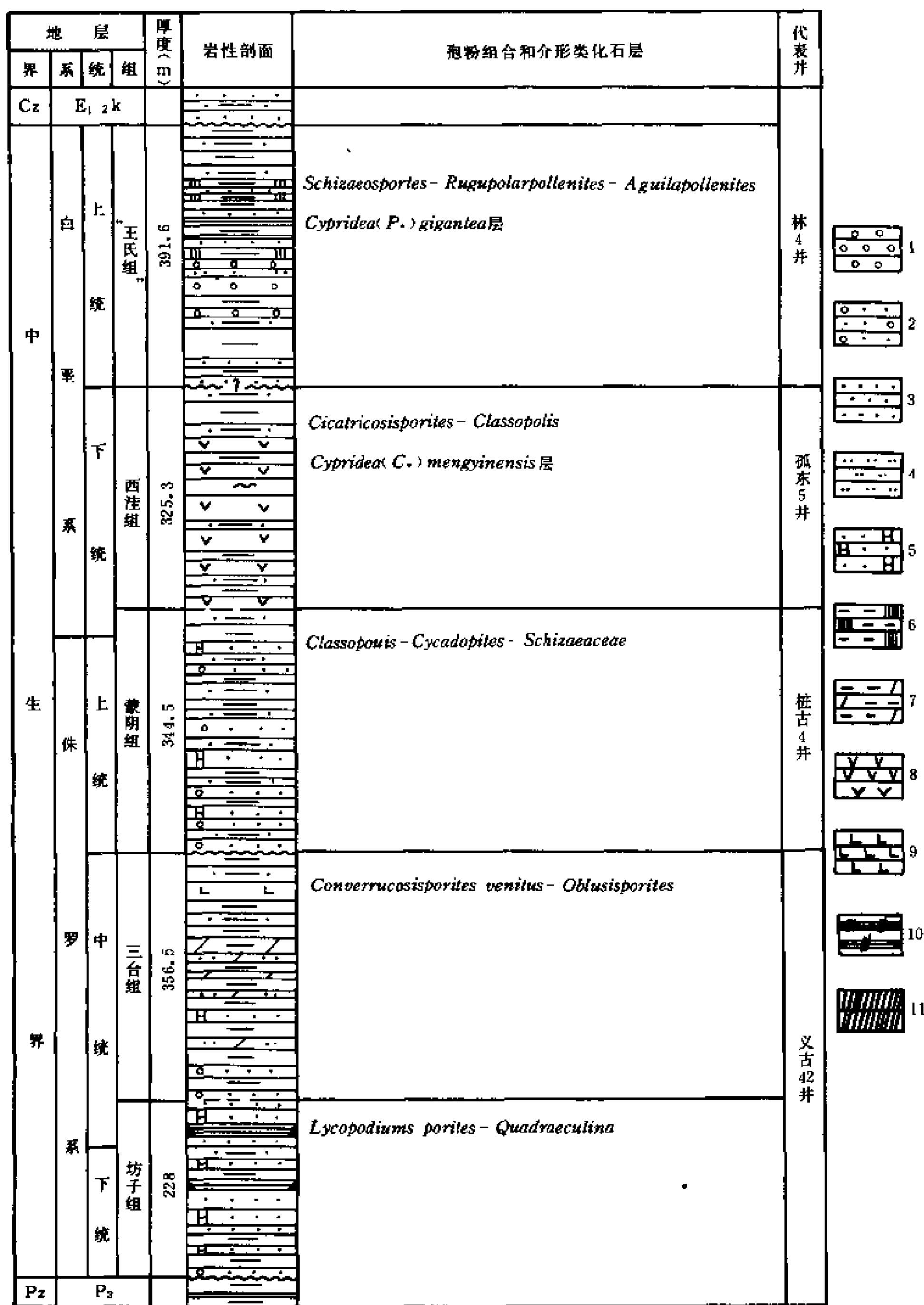


图 1-3-9 济阳坳陷中生界综合柱状图

1—砾岩；2—含砾砂岩；3—细砂岩；4—粉砂岩；5—岩屑砂岩；6—硬石膏质泥岩；7—白云质泥岩；8—安山岩；9—煌斑岩；10—油页岩；11—盐岩

Cypridea (*C.*) *cavernosa* 穴状女星女星介、*C.*（*P.*）*gigantea* 大型假伟星女星介、*C.*（*P.*）*apiculata* 小尖假伟星女星介和 *Sphaerochara* 球状轮藻属等。孢粉组合以希指蕨孢属、*Ephedripites* 麻黄粉属、*Ulmipollenites* 榆粉属、*Ulmoideipites tricostatus* 三孔脊榆粉属、*Consolidusspollenites* 坚固粉属、*Jianghanpollis* 江汉粉属、*Plicapollis granulatus* 粒纹皱极粉、鹰粉属和内环粉属等属种为主。本组由于尚未见底，与西洼组接触关系不清，推测为角度不整合，典型钻井剖面厚 391.6 米（未穿）。

六、济阳坳陷中生界划分对比及时代讨论

1.坊子组

坊子组的标准地点在昌潍地区，为煤系地层，一般厚约 90～300 米，除其岩性和所含孢分化石与本区一致外，还含大植物化石 *Cladophlebis fantzuensis* 坊子枝脉蕨、*Coniopteris hymeaophylloides* 膜蕨型锥叶蕨等，时代属早、中侏罗世。

2.三台组

三台组的标准剖面建于淄博地区，为一套紫红色和杂色砂砾岩，未见化石，厚约 500 米。济阳坳陷的三台组岩性与其近似，并见孢粉化石。从孢粉组合成分上看，既含坊子组的石松孢属等分子，又有新繁盛起来的瘤面三角孢属、褶缝孢属等，因此时代晚于坊子组，属中侏罗世，并可与坊子组一起，大致和鲁西南区的汶南组对比。

3.蒙阴组

蒙阴组的标准地点在鲁西南蒙阴县，岩性为灰色砂、页岩，产 *Eosestheria* 东方叶肢介属和 *Lycoptera* 狼鳍鱼属等侏罗纪化石，但也出现了白垩纪繁盛的介形类女星介。济阳坳陷的蒙阴组岩性与标准剖面相同，未见大古生物化石，但见孢粉，其中内环粉属含量超过 50%，而且白垩系常见的无突肋纹孢属和希指蕨孢属等也存在。因此，蒙阴组的时代属晚侏罗世至早白垩世。

4.西洼组

西洼组是据鲁西南蒙阴县城西洼剖面命名的，为一套中基性火山岩系。岩性与济阳坳陷的一致，两地除内环粉属繁盛外，无突肋纹孢属和希指蕨孢属都占一定的比重，并见白垩系介形类蒙阴女星女星介。此外，近期对西洼组上部安山—玄武岩 K—Ar 法测定，同位素年龄值为 107～108 百万年，大致和鲁东区的青山组相当，因此其时代属早白垩世。

5."王氏组"

王氏组的标准地点在鲁东莱阳，为红色碎屑岩系，其时代已由爬行类 *Tsintaosaurus* 青岛龙属等证实，属晚白垩世。鲁东王氏组所产的介形类穴状女星女星介和大型假伟星女星介以及鹰粉属、江汉粉属等古老被子类花粉也出现在济阳坳陷相应的地层中，因此其时代应归晚白垩世。但考虑到济阳坳陷这套地层中含硬石膏，同时和鲁东隔有郯庐断裂，属两个构造地理区，因此有建新组的必要。可是鉴于本区这套地层尚未钻穿见底，建组时机还不成熟，所以暂冠以引号，以别于鲁东王氏组。

6.与邻区中生界的对比

山东地区的中生界以郯庐断裂和鲁西隆起北缘为界，分为鲁东、鲁西南和鲁西北三区。济阳坳陷则是鲁西北区的主体，区内的中生界特点，介于前两者之间。三区中生界的划分、对比，见表 1—3—1。

表 1-3-1　济阳坳陷与山东邻区中生界划分对比表

系	统	鲁西北区（济阳坳陷）	鲁西南区	鲁东区
白垩系	上	“王氏组”		王氏组
	下	西洼组	西洼组	青山组 莱阳组
侏罗系	上	蒙阴组	蒙阴组	
	中	三台组	汶南组	
	下	坊子组		

第四节　新生界第三系

济阳坳陷的第三系十分发育，经千余口探井的数万米岩芯、地震和电测井资料的揭示，总厚度达万米，其中下第三系超过 7000 米，上第三系 1000～2000 米。中始新世和早渐新世湖盆先后两次达到最大水进期，沉积扩至最大范围（图 1-3-10）。

济阳坳陷第三系的划分和层序的建立始于 50 年代，完善于 60 年代。根据 1956 年石油工业部在河北省南宫县明化镇所钻之华 1 井钻遇的地层，建立了明化镇组。随后，又在河北省馆陶县和山东惠民县的沙河街、林樊家等地钻探了华 3、华 7 和惠深 1 井，分别根据华 3 井和华 7 井钻遇的地层建立了馆陶组和沙河街组。1961 年又通过山东东营的华 8 井建立了东营组。同年 10 月，当时的华北石油勘探处正式启用了这些地层组名，并在“华北平原石油地质综合研究报告”中对它们作了较为系统的描述。所提出的层序及时限自上而下是：上第三系明化镇组（又分一、二、三段）和馆陶组；下第三系东营组（又分一、二、三段）和下第三系—白垩系沙河街组（又分一、二段）及其下伏白垩系红色岩系。1962 年，华北石油勘探处又据东营、惠民等地的营 1、营 2 和惠深 2 井等探井资料，将沙河街组进一步划分为一、二、三段。1964 年，东营地区的河 1 井揭示了沙三段之下还有一套含硬石膏和盐岩的浅灰色泥质岩层和一套浅紫色泥岩层。该井古生物分析和完井报告中，将这两套地层分别称为沙四段和沙五段。1965 年经博兴地区的“通”字号和“纯”字号一些探井的钻探，在相当于上述浅灰色含硬石膏、盐岩的泥质岩之上又发现了一套碳酸盐岩地层，含卡星介属（即现在的 *Austrocypris* 南星介属）。因此，将这三套地层：碳酸盐岩、含膏盐泥质岩和紫色泥岩，分别命名为沙四上、沙四中和沙四下（实际上为三个亚段）。又因沙四上在纯化镇地区恰为纯化镇油层的所在层位，所以又有“纯化镇组”之称。

孔店组是大港油田于 1964 年据河北沧县的孔 1 井所钻出的一套“红、黑、红”三分的砂、泥岩地层所命名的，并按其三分性自上而下进一步分成孔一、二、三段。其中，孔二段灰色泥岩和砂岩夹碳质泥岩和油页岩，产山东昌乐五图组的标准化石 *Eucypris wutuensis* 五

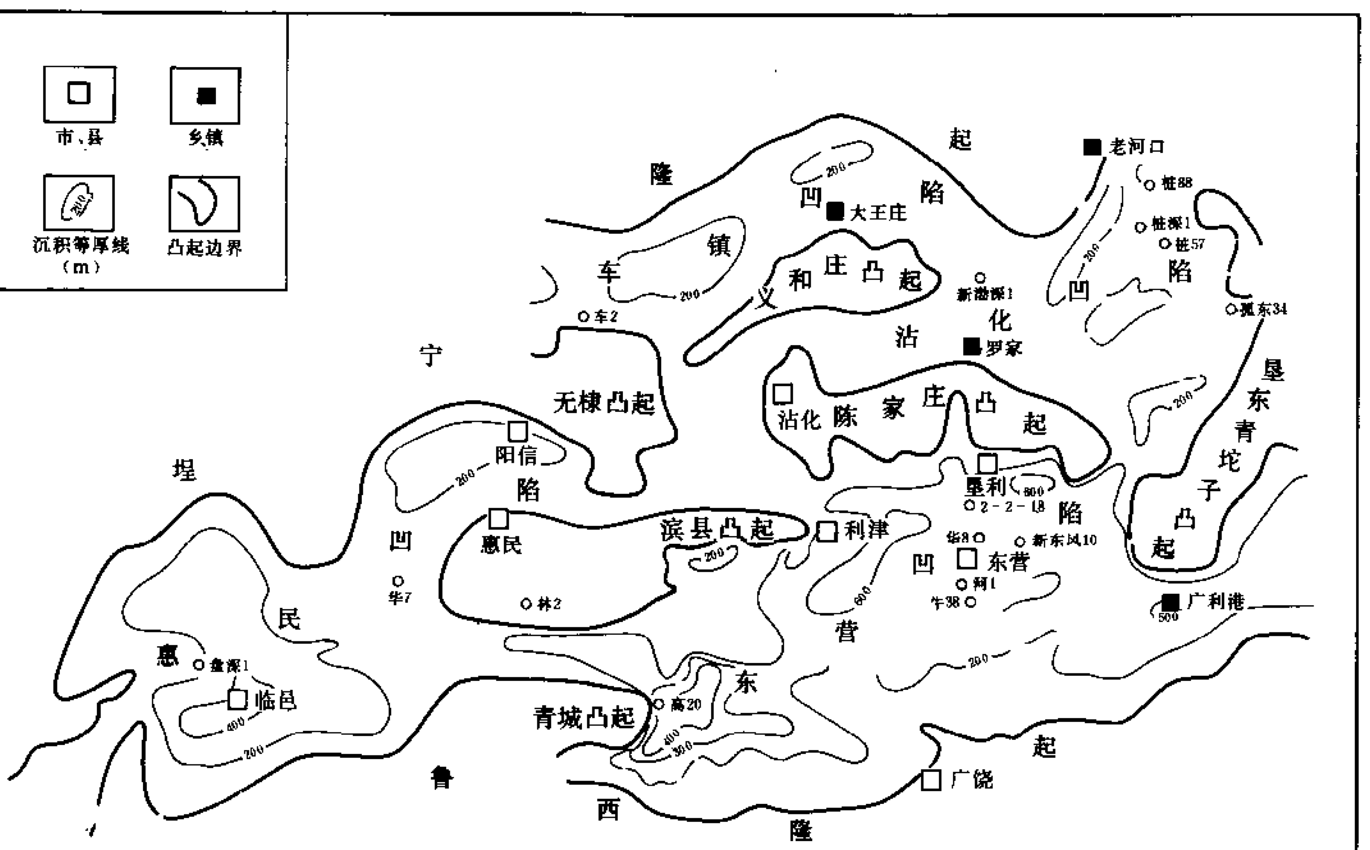


图1-3-10 济阳坳陷下第三系中始新统构造—沉积图

图真星介，时代定为始新世。1965年，于济阳坳陷林樊家所钻的林2井，钻遇相当层位，并见到五图真星介。从此，济阳坳陷的新生界分组及层序的建立全部完成。1966~1978年间，为建立化石组合并进行属种描述阶段，所有成果于1978年正式发表于《渤海沿岸地区早第三纪介形类》等各门类化石图册中。其中，有关地质时代的划定意见是：明化镇组和馆陶组分别列为上第三系上新统和中新统；东营组至沙河街组三段归为渐新统；沙四段为渐新统至始新统的过渡层；孔店组划归始新统，缺失古新统。这一划分方案基本上沿用至今。

一、第三系各组段综合岩性（图1-3-11）

（一）孔店组（$E_{1-2}k$）

据目前资料分析，济阳坳陷的孔店组已钻至孔二段；孔三段是否已被揭示，还待证实。

1.孔三段？—孔二段（E_1k_3? ~$E_{1-2}k_2$）

下部：灰紫色、紫红色泥岩，夹少量灰色、杂色泥岩、粉砂岩和碳质泥岩，产轮藻：*Gobichara deserta* 荒漠戈壁轮藻、*Neochara huananensis* 华南新轮藻、*Peckichara* sp.培克轮藻（未定种）、*Gyrogona* sp.扁球轮藻（未定种）；孢粉：榆粉属、脊榆粉属、*Quercoidites* 栎粉属、*Taxodiaceaepollenites* 杉粉属和松科等（桩深1井揭开90米，未见底）；

上部：灰色泥岩、白云质泥岩夹碳质泥岩、钙质砂岩，底部灰色含砾砂岩和砾岩，产介形类：五图真星介、*Cypris changyiensis* 昌邑金星介、*C. decaryi* 德卡里金星介、*Cyprois palustris* 沼泽拟星介、*Paracandona* sp.拟玻璃介（未定种）、*Limnocythere* 湖花介类；腹足类：*Physa changleensis* 昌乐滴螺；轮藻 *Gyrogona qianj iangica* 潜江扁球轮藻、*Obtusochara* 钝头轮藻属、*Pseudolatochara* 假宽轮藻属；孢粉：榆粉属、*U.minor* 小榆粉属、脊榆粉属、栎粉属 *Alnipollenites* 桤木粉属、褶皱肋桦粉、麻黄粉属、杉粉属、*Inaperturopollenites* 无口器粉属、松科、*Deltoidospora* 三角孢属、*Polypodiaceaesporites* 水龙骨单缝孢属等。厚度为0~300米。

2.孔一段（E_2k_1）

本区孔一段为紫红色、灰紫色泥岩和白云质、钙质泥岩、粉砂岩，夹少量灰白色硬石膏质泥岩、灰色泥岩和粉砂岩，下部偶见碳质泥岩，产介形类：真星介属、金星介属、拟星介属；潜江扁球轮藻和孢粉：榆粉属、脊榆粉属、栎粉属、*Rhoipites* 漆粉属、桦科、*Caryapollenites* 山核桃粉属、*Euphorbiacites* 大戟粉属、*Tricolporopollenites* 三孔沟粉属、麻黄粉属、杉粉属、无口器粉属、*Liquidambarpollenites* 枫香粉属、希指蕨孢属等，厚度为0~100米。

（二）沙河街组（$E_{2-3}s$）

1.沙四段（E_2s_4）

(1) 沙四下亚段（$E_2s_4^3$）　下部为灰色、紫红色泥岩和白云质、钙质泥岩夹灰白色含膏泥岩和硬石膏岩；中部为紫红色钙质泥岩和白云质粉砂岩；上部为紫红色泥岩、钙质粉砂岩与灰白色含膏泥岩和盐岩互层；产潜江扁球轮藻和孢粉：希指蕨孢属、麻黄粉属、杉粉属、小榆粉属、小栎粉属、*Tiliaepollenites* 椴粉属、漆粉属等。本亚段厚度变化较大，0~>600米。

(2) 沙四中亚段（$E_2s_4^2$）　下部为灰色泥岩夹灰白色硬石膏岩、含膏泥岩和少量紫红色泥岩，上部为蓝灰色泥岩夹深灰色泥质白云岩，产介形类：*Cyprinotus igneus* 火红美星介；腹足类：*Lymnaea binxianensis* 滨县椎实螺、*Succinea dongyingensis* 东营琥珀螺；潜江扁球轮藻；有孔虫：*Triloculina* sp.三玦虫（未定种）；孢粉：*Pterisisporites* 凤尾蕨孢属、

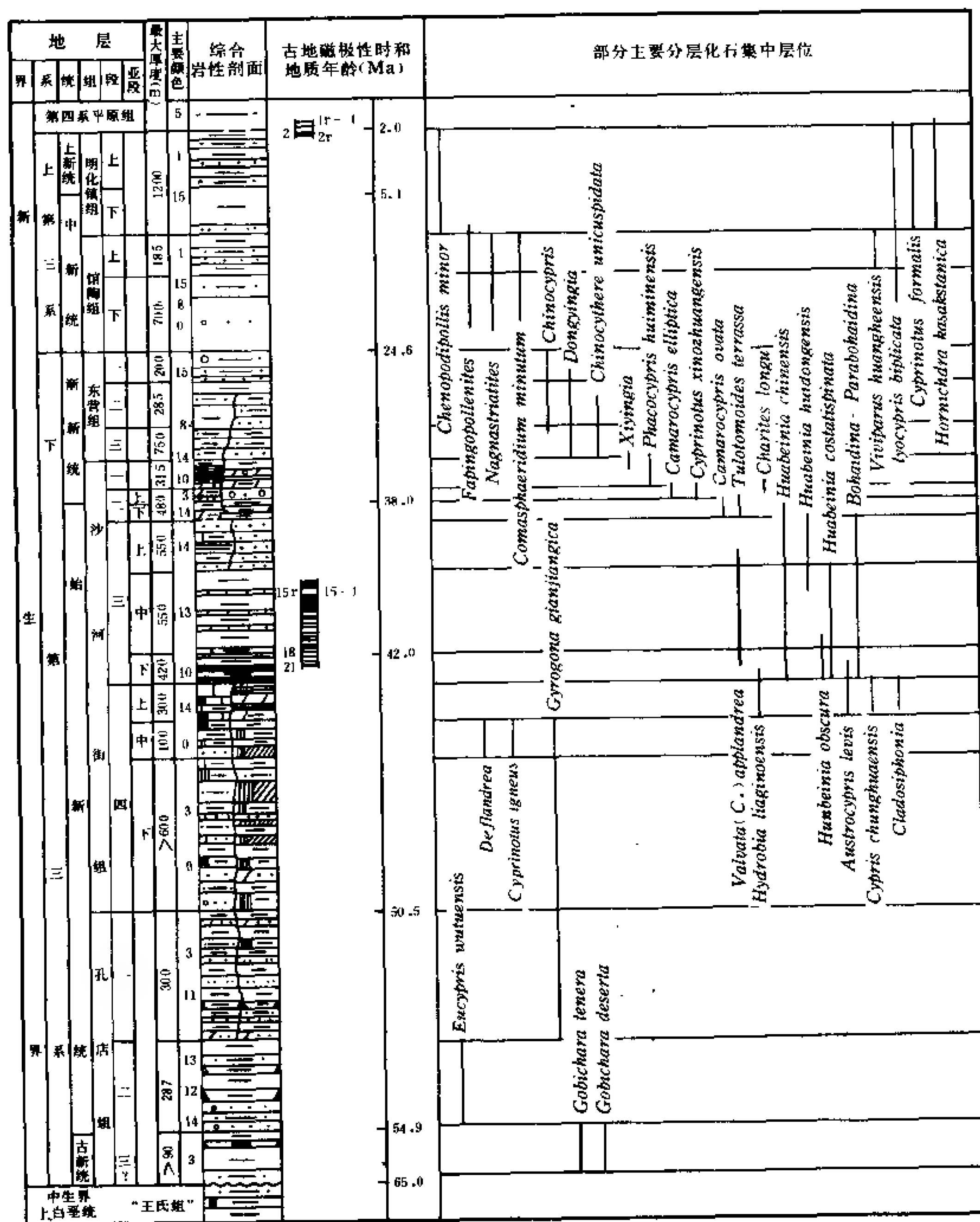


图 1-3-11 济阳坳陷第三系综合柱状图

图中岩石颜色代号：0—灰白；1—暗棕红；3—紫红；8—灰绿；10—棕；11—灰紫；12—灰黑；13—深灰；14—浅灰；15—杂色；以下各图同；图例同图 1-3-9

Verrutetraspora elegans 精致瘤纹四孢、杉粉属、麻黄粉属、*Cedripites* 雪松粉属、*Quercoidites henrici* 小亨氏栎粉、*Q. minor* 小栎粉、小榆粉、三孔脊榆粉；藻类：

Subtilisphaera dongyingensis 东营娇球藻、*S.ovata* 卵形娇球藻、*Senegalinium microgranulata* 细粒塞内加尔藻、*Palaeostomocystis minor* 小古囊藻和盘星藻属等，厚 20～100 米。

(3) 沙四上亚段（$E_2s_4^1$） 深灰、褐灰色泥岩、油页岩、泥灰岩和石灰岩互层，上部夹生物灰岩和白云岩，产介形类：*Austrocypris levis* 光滑南星介、*A.posticaudata* 后翘南星介、*Candona acclivis* 坡形玻璃介、*Cypris chunhuaensis* 纯化金星介、*Limnocythere longipileiformis* 长帽形湖花介、*Cyprinotus j iyangensis* 济阳美星介、*Huabeinia primitiva* 原始华北介、*H. obscura* 隐瘤华北介；腹足类：*Hydrobia liuqiaoensis* 柳桥水螺；有孔虫：*Ammonia liuqiaoensis* 柳桥卷转虫、*Nonion* 诺宁虫属、*Florilus* 小花虫属、*Discorbis*? sp.圆盘虫（未定种)、三块虫（未定种)；多毛类：*Serpula shandongensis* 山东龙介虫属、*Gitonia jiyangensis* 济阳弯管虫属；轮藻类：潜江扁球轮藻、*Charites stenoconia* 窄锥似轮藻、*Sphaerochara minor* 小球状轮藻、*Obtusochara laticonica* 宽锥钝头轮藻、*Harrisichara yunlongensis* 云龙哈氏轮藻等；孢粉：凤尾蕨孢属、精致瘤纹四孢、杉粉属、麻黄粉属、雪松粉属、小亨氏栎粉、小榆粉、三孔脊榆粉；藻类：东营娇球藻、卵形娇球藻、细粒塞内加尔藻、*Bohaidina granulata* 粒面渤海藻、小古囊藻、盘星藻和 *Cladosiphonia sinensis* 中国枝管藻等。本亚段厚度为 20～300 米。

2.沙三段（E_2s_3）

(1) 沙三下亚段（$E_2s_3^3$） 深灰色、棕褐色泥岩、钙质泥岩和油页岩，夹少量粉砂岩，产介形类：原始华北介、隐瘤华北介、*Chinocythere ventricostata* 腹脊华花介、坡形玻璃介；腹足类：*Prososthenia gaoshenensis* 高升前壮螺、*Sinoplanorbis sinensis* 中国中华扁卷螺；鱼类：*Tungtingichthys eocaenus* 始新洞庭鳜、*Diplomystus shengliensis* 胜利双棱鲱、*Knightia bohaiensis* 渤海艾氏鱼；轮藻：*Shandongchara profunda* 长形山东轮藻、*S. decorosa* 优美山东轮藻、*Collichara panheensis* 盘河颈轮藻；孢粉：山核桃粉属、*Momipites* 拟榛粉属、*Carpinipites* 枥粉属、小亨氏栎粉、小栎粉、小榆粉、三孔脊榆粉、*Cupuliferoipollenites* 栗粉属、单束松粉属、双束松粉属；藻类：*Bohaidina retirugosa* 皱网渤海藻、粒面渤海藻、*Parabohaidina granulata* 粒面副渤海藻、*Leiosphaeridium* 光面球藻属、*Granodiscus* 粒面球藻属等。本亚段厚度为 50～420 米。

(2) 沙三中亚段（$E_2s_3^2$） 深灰色泥岩夹泥灰岩和浅灰色不等粒含砾砂岩，产介形类：*Huabeinia chinensis* 中国华北介、*H. costatispinata* 脊刺华北介、*Candona beizhenensis* 北镇玻璃介、*Tuozhuangia acclinia* 倾斜坨庄介、*Fusocandona oblonga* 伸长纺锤玻璃介、*Cyprois mina* 小型拟星介；腹足类：*Valvata* （*C.*） *applanata* 扁平高盘螺；孢粉：山核桃粉属、拟榛粉属、枥粉属、小亨氏栎粉属、小栎粉属、小榆粉、三孔脊榆粉、栗粉属、单束松粉、双束松粉；藻类：皱网渤海藻、粒面渤海藻、粒面副渤海藻、光面球藻等。本亚段厚度为 100～550 米。

(3) 沙三上亚段（$E_2s_3^1$） 灰色含砾砂岩、砂岩，夹泥岩和少量碳质泥岩，产介形类：中国华北介、*Huabeinia huidongensis* 惠东华北介、*Camarocypris rectispinata* 直刺拱星介；腹足类：*Tulotomoides terrassa* 阶状似瘤田螺、扁平高盘螺；孢粉：山核桃粉属、拟榛粉属、枥粉属、小栎粉、小亨氏栎粉、小榆粉、三孔脊榆粉、栗粉属、双束松粉属、单束松粉属；藻类：*Conicoidium tuberculatum* 细瘤面锥藻、*C. granorugosum* 粒皱锥藻、*Filisphaeridium aspersum* 污脏棒球藻、*F. regularum* 整齐棒球藻、*Cleistosphaeridium centrocarpum* 刺果繁棒藻、*Oligosphaeridium* 稀管藻属、副渤海藻属、渤海藻属和盘星藻属

等。本亚段厚为 50～550 米。

3.沙二段（$E_{3-2}s_2$）

(1) 沙二下亚段（$E_2s_2^2$） 灰绿色、深灰色粉砂质泥岩和泥岩夹碳质泥岩、油页岩和泥晶白云岩，产介形类：*Camarocypris ovata* 卵形拱星介、*Ilyocyprimorpha jinanensis* 济南土形介；腹足类：阶状似瘤田螺、*Truncatus quadratus* 方形平顶螺；孢粉：水龙骨单缝孢属、*Taxodiaceaepollenites elongatus* 伸长杉粉属、桤木粉属、拟榛粉属、小亨氏栎粉、小栎粉、*Ulmipollenites undulosus* 波形榆粉、小榆粉、*Potamogetonacidites* 眼子菜属；藻类：*Comasphaeridium* 毛球藻属、*Parabohaidina laevigata* 光面副渤海藻、皱网副渤海藻、粒皱锥藻、粒面渤海藻等。本亚段厚为 0～220 米。

(2) 沙二上亚段（$E_3s_2^1$） 灰绿色、紫红色、杂色泥岩、粉砂岩和含砾砂岩，产介形类：*Camarocypris elliptica* 椭圆拱星介、*Ninghainia* 宁海介属、*Pseudocandona boxingensis* 博兴假玻璃介；腹足类：*Melanoides* 拟黑螺属、*Tulotomoides spiralicostata* 旋脊似瘤田螺；轮藻：*Croftiella piriformis* 梨形克氏轮藻、*Charites subconica* 宽锥似轮藻、*C. producta* 伸长似轮藻；孢粉：*Deltoidospora* 三角孢属、凤尾蕨孢属、具唇孢属、麻黄粉属、小亨氏栎粉、波形榆粉、*Rutaceoipollis lentiporus* 透镜孔芸香粉、*Nitrariadites* 拟白刺粉属；藻类：*Campenia circellata* 环圈褶皱藻、*C. irregularis* 不定褶皱藻、*C. microreticulata* 细网褶皱藻、副渤海藻属、盘星藻属等。本亚段厚为 0～260 米。

4.沙一段（E_3s_1）

(1) 沙一下亚段（$E_3s_1^3$） 深灰色、灰绿色泥岩夹生物灰岩和白云岩，产介形类：*Limnocythere armata* 具刺湖花介、*Cypria luminosa* 明亮丽星介、*Pseudocandona deplanata* 扁假玻璃介；腹足类：*Baicalia* (*Parabaicalia*) 副贝加尔螺亚属、*Stenothyra parites* 均匀狭口螺；昆虫：*Pimla amplifemura* 粗腿蝶姬蜂、*Psylla gubeiensis* 孤北木虱、*Simulium*? *ventricum* 腹蚋；鱼类：*Wangia yihezhuangensis* 义和庄王氏鱼；枝角类：*Cladocera* 冬卵；菱角状化石；孢粉：小亨氏栎粉、小栎粉、波形榆粉、三孔脊榆粉、*Meliaceoidites* 楝粉属、*Symplocospollenites* 山矾粉属、*Labitricolpites* 唇形三沟粉属、杉粉属；藻类：*Tenua biornatis* 双饰薄球藻、*Filisphaeridium baculatum* 棒形棒球藻、*F. longibaculatum* 长棒球藻、*Paucibucina* 疏管藻属、繁棒藻属、*Rhombodella* 菱球藻属。厚约 50～120 米。

(2) 沙一中亚段（$E_3s_1^2$） 深灰色泥岩夹生物灰岩、针孔状藻白云岩和白云岩，产介形类：*Phacocypris huiminensis* 惠民小豆介、*Guangbeinia xinzhenensis* 辛镇广北介、具刺湖花介、明亮丽星介；腹足类：*Lyogyrus beizhenensis* 北镇松圈螺、*Stenothyra paritis* 均匀狭口螺和分类不明的菱角状化石。厚约 50～120 米。

(3) 沙一上亚段（$E_3s_1^1$） 灰绿色、灰褐色泥岩，底部夹粉、细砂岩，产介形类：*Xiyingia luminosa* 光亮西营介、*Guangbeinia lijiaensis* 李家广北介；腹足类：*Stenothyra shandongensis* 山东狭口螺；孢粉：小亨氏栎粉、小栎粉、波形榆粉、三孔脊榆粉、楝粉属、山矾粉属、*Labitricolpites* 三沟粉属、杉粉属；藻类：*Rhombodella variabilis* 变异菱球藻、薄球藻属、棒球藻属、粒面球藻属等。厚 40～75 米。

（三）东营组（E_3d）

1.东三段（E_3d_3）

下部深灰色、褐灰色泥岩，夹多层灰白色钙质粉砂岩和少量浅灰色薄层白云质灰岩；上部深灰色泥岩夹薄层灰白色、浅灰色粉砂岩，产介形类：*Dongyingia longicostata* 长脊东营

介、*D. laticostata* 扁脊东营介、*Hebeinia subtriangularis* 近三角河北介、*Chinocythere bicuspidata* 双峰华花介、*C. tricuspidata* 三峰华花介、*Fusocandona shangheensis* 商河纺锤玻璃介、沼泽拟星介；腹足类：*Micromelania monilifera* 串珠微黑螺、*Stenothyra* (*Basilirata*) *spiralis* 旋脊底脊螺；轮藻：*Hornichara lagenalis* 匏状奕青轮藻；孢粉：*Pteridium* 蕨属、*Deltoidospora regularis* 规则三角孢、*Piceaepollenites tobolicus* 宽圆云杉粉、单束松粉属、双束松粉属、*Juglanspollenites* 胡桃粉属、拟榛粉属、波形榆粉、枫香粉属、栎粉属、毛莨科、*Liliacidites chezhenensis* 车镇百合粉属；藻类：*Prominangularia dongyingensis* 东营角凸藻、*Conicoidium* 锥藻属、*Dictyotidium* 网面球藻属、*Rugasphaera* 皱面球藻属、*Pentagonum* 五边藻属等。本亚段厚为 200～750 米。

2.东二段（E_3d_2）

深灰色、灰绿色砂质泥岩和泥岩夹薄层灰白色粉砂岩及少量钙质粉砂岩，下部有多层浅黄灰色白云质灰岩，顶部见含砾粉砂岩，产介形类：*Dongyingia florinodosa* 花瘤东营介、*D. inflexicostata* 弯脊东营介、*D. labiaticostata* 唇形脊东营介；腹足类：串珠微黑螺、*Valvata* (*Atropidina*) *pileiformis* 帽形上转螺；轮藻类：*Amblyochara obesa* 肥胖迟钝轮藻；孢粉：蕨属、规则三角孢、宽圆云杉粉、单束松粉属、双束松粉属、胡桃粉属、拟榛粉属、波形榆粉、枫香粉属、栎粉属、毛莨科、车镇百合粉；藻类：*Granoreticella* 粒网球藻属、网面球藻、细网面球藻、皱面球藻、*Hungarodiscus foveolatus* 穴面球藻、*Baltisphaeridium* 刺球藻属等。厚度为 200～285 米。

3.东一段（E_3d_1）

下部为灰白色含砾砂岩夹紫红色和灰绿色泥岩、泥质粉砂岩；上部为暗紫色、灰绿色泥岩夹浅灰色、灰绿色砂质泥岩、粉砂岩，产脊椎动物化石：*Ansomys shangtunensis* 山东半圆齿鼠；介形类：*Chinocypris dongyingensis* 东营华星介、*C. xindianensis* 辛店华星介；轮藻类：*Sphaerochara minor* 小球状轮藻、*Maedlerisphaera* 梅球轮藻属；孢粉：水龙骨单缝孢属、*Piceaepollenites giganteus* 大云杉粉、宽圆云杉粉、单束松粉属、双束松粉属、雪松粉属、胡桃粉属、桤木粉属、拟榛粉属、波形榆粉、栎粉属、*Tiliaepollenites indubitabilis* 小椴粉、*Chenopodipollis* 藜粉属、*Artemisiaepollenites* 蒿粉属；藻类：盘星藻属、*Conentricystis* 环纹藻属、*Comasphaeridium spinatum* 细刺藻等。厚度为 0～200 米。

（四）馆陶组（N_1g）

1.馆下段（N_1g_2）

浅灰、灰白色厚层含砾砂岩夹少量紫红色泥岩和砂质泥岩，顶部灰褐色粉、细砂岩或中砂岩，产孢粉：水龙骨单缝孢属、*Magnastriatites* 粗肋孢属、凤尾蕨孢属、松科、单束松粉属、双束松粉属、*Tsugaepollenites* 铁杉粉属、麻黄粉属、山核桃粉属、胡桃粉属、榆粉属、栎粉属、唇形三沟粉属、藜粉属、*Sporotrapoidites minor* 小菱粉属等。厚为 50～700 米。

2.馆上段（N_1g_1）

下部为褐灰色粉砂岩、浅灰色、灰绿色砂质泥岩和泥岩，夹少量暗紫色泥岩、砂质泥岩，产孢粉：*Magnastriatites howardi* 哈氏粗肋孢、*Ovoidites* 卵形孢属、杉粉属、山核桃粉属、*Betulaepollenites* 拟桦粉属、桤木粉属、拟榛粉属、*Ulmipollenites miocaenicus* 中新榆粉、脊榆粉属、*Sporotrapoidites erdtmanii* 艾特曼菱粉；藻类：盘星藻属、毛球藻属、褶皱藻属等。厚约 50～700 米。

中部为暗紫色、灰绿色泥岩、砂质泥岩和浅灰色、灰绿色中细砂岩与粉砂岩呈互层，产腹足类：*Viviparus huangheensis* 黄河田螺；孢粉：*Magnastriatites minutus* 小粗肋孢、哈氏粗肋孢、*Psiloschizosporites* 光对裂孢属、单束松粉属、双束松粉属、胡桃粉属、山核桃粉属、榆粉属、*Fupingopollenites* 伏平粉属、藜粉属；藻类：*Botryococcus braunii* 布朗葡萄藻、盘星藻属、粒面球藻属等。厚20～85米。

上部为棕红色、紫红、暗紫色、灰绿色泥岩和砂质泥岩，夹灰绿色和浅灰色粉砂岩、泥质粉砂岩和少量含砾不等粒砂岩，产介形类：*Limnocythere cinctura* 带形湖花介、*Ilyocypris errabundis* 浪游土星介、*I. manasensis* 玛纳斯土星介、*I. gibba* 隆起土星介等；腹足类：黄河田螺；孢粉：*Magnastriatites granulastriatus* 粒纹粗肋孢、哈氏粗肋孢、水龙骨单缝孢属、*Piceaepollenites* 云杉粉属、山核桃粉属、胡桃粉属、枫香粉属、榆粉属、*Persicarioipollis* 蓼粉属；藻类 *Comasphaeridium minutum* 微刺藻、*C. spinatum* 细刺藻、褶皱藻属、光面球藻属等。厚30～100米。

（五）明化镇组（N_2m）

下部浅棕色、黄棕色、灰绿色、灰色泥岩，砂质泥岩和泥质粉砂岩呈互层，夹中细砂岩，底部有一层深灰色细砂岩；中部浅棕色、浅灰黄色泥岩、砂质泥岩夹薄层灰色、浅灰色、浅棕色粉砂岩和泥质粉砂岩；上部棕红色、棕黄色、浅灰色泥岩和粉砂岩互层，夹薄层泥质粉砂岩，产介形类：*Cyprinotus formalis* 正式美星介、*Ilyocypris aspera* 粗糙土星介、*I. biplicata* 双折土星介、*I. bradyi* 布氏土星介、浪游土星介、玛纳斯土星介、*I. kaifengensis* 开封土星介、*Limnocythere limbosa* 边缘湖花介；轮藻：*Hornichara kasakstanica* 哈萨克斯坦栾青轮藻；孢粉：蒿粉属、*Chenopodipollis minor* 小藜粉、*C. multiporatus* 繁孔藜粉、*C. microporatus* 小孔藜粉、蓼粉属、榆粉属、胡桃粉属、松科、水龙骨单缝孢属、小粗肋孢；藻类：毛球藻属、光面球藻属。本组横向稳定，厚450～1200米。

二、第三系各组段主要分层标志、分布及时代

（一）主要岩性标准层

本区第三系岩性标准层包括全区性和局部性的两类，前者较稳定，可适用于整个坳陷，它们是：

1）馆陶组底部的块状砾岩层；

2）沙一段中、下亚段的碳酸盐岩、油页岩等特殊岩性层；

3）沙三段下亚段油页岩层；

4）沙四上亚段碳酸盐岩或钙片页岩及沙四下亚段至孔一段红色砂、泥岩层（红层）顶。

上述标准分层分别相当于地震 T_1、T_2、T_6 和 T_7 反射层。多年来的勘探实践证明，在应用古生物化石鉴别地层的同时，采用上述标准层进行区域性的第三系划分和对比是有效的。

（二）常用标志古生物组合和属种

济阳坳陷的早第三纪生物群极其丰富，而又地方性色彩极浓，已发现的生物门类多达十几个，地方性属种上千个，组合28个、亚组合35个。它们构成了济阳坳陷第三系划分对比的必不可少的标志，其中最有效的常用标志组合和属种有：

1）根据蒿粉属、藜粉属等草本被子类花粉占绝对优势，确定明化镇组；

2）根据粗肋孢属—山核桃属孢粉组合和小菱粉的出现确定馆陶组；

3）根据弯脊东营介和单峰华花介组合以及榆粉属含量高于栎粉属的孢粉组合特征，确

定东营组；

4）根据栎粉属高含量孢粉组合确定沙河街组；

5）根据西营介属的灭绝确定沙一段顶界；根据惠民小豆介介形类组合、上旋脊渤海螺—短圆恒河螺腹足类组合和薄球藻—菱球藻孢粉组合，确定沙一段；

6）根据肖庄美星介、伸长似轮藻、旋脊似瘤田螺、麻黄粉属、芸香粉属和褶皱藻属的较多出现确定沙二上亚段；根据单刺华北介、卵形拱星介、济南土形介、阶状似瘤田螺、伸长杉粉、水龙骨单缝孢属、桤木粉属、毛球藻属生物群，确定沙二下亚段；

7）根据中国华北介介形类组合、优美山东轮藻组合、渤海藻—副渤海藻藻类组合和小亨氏栎—小榆粉孢粉组合，确定沙三段；根据脊刺华北介、小型拟星介、伸长纺锤玻璃介、扁平高盘，确定沙三中、下亚段；根据隐瘤华北介亚组合，确定沙三下亚段；根据艾氏鱼—双棱鲱鱼群确定沙三下至沙四上的油页岩层位；

8）根据南星介、济阳美星介、中国中华扁卷螺、细粒塞内加尔藻、中国枝管藻、三玦虫属和杉科高含量，确定沙四上亚段；根据火红美星介、滨县椎实螺、东营娇球藻和麻黄粉属高含量，确定沙四中亚段；

9）根据潜江扁球轮藻—江陵钝头轮藻组合，确定沙四下至孔一段；

10）根据五图真星介介形类组合、昌乐滴螺腹足类组合和五图培克轮藻组合，确定孔二段；

11）根据戈壁轮藻轮藻群，确定孔二段下部至孔三段(?)。

（三）第三系各组段分布和横向差异

济阳坳陷第三系孔店组下部地层，分布零星。上部孔一段和沙河街组四段东西差异明显，膏盐集中于东部。沙三中、下亚段沉积期，全盆地进入了最大水进期，深水沉积发育，区内地层横向差异较小。沙三上至沙二下亚段沉积期，湖盆随着三角洲发育和推进以及区域性的水退，沉积范围缩小，特别是北部相对抬升幅度大，造成一定面积的缺失或剥蚀。沙二上亚段至沙一下亚段沉积期，全盆地又开始了新的水进。但由于古地形的差异，这一阶段的沉积地层南北有所不同，北部油页岩、白云岩更为发育。东营组沉积及其以后时期，济阳坳陷的沉积中心向北和东北方向转移。

1.孔店组

（1）孔三段(?)—孔二段　济阳坳陷孔店组的研究程度低于昌潍坳陷。济阳坳陷孔二段上部的五图真星介组合，目前仅见于禹城、林樊家和东营的广利、五号桩等地（见图1-3-10）。昌潍地区五图真星介之下所产的古新世孢粉组合，在济阳坳陷仍未找到。但五号桩地区的桩深1井在五图真星介化石群之下钻遇了一套含戈壁轮藻和华南新轮藻的轮藻生物群。戈壁轮藻等常见于我国古新统至下始新统。在桩深1井中，它的层位又低于五图真星介（图1-3-12）。所以，五号桩地区的上述地层有属古新统的可能，可以和昌潍坳陷的孔二段下部至孔三段地层对比。

（2）孔一段　孔一段在济阳坳陷内分布较广，为一套红色砂、泥岩，夹少量硬石膏质和白云质岩层，有时局部可见碳质泥岩薄夹层。水生生物化石稀少，仅见金星介、潜江扁球轮藻等。所产孢粉化石中，除杉科含量高以外，麻黄粉属、枫香粉属、椴粉属、漆粉属和希指蕨孢等旱生植物发育，显示了较昌潍地区更为干旱的植被特征。

2.沙河街组

（1）沙四段　沙四段整合或假整合于孔店组之上，岩性可三分：下亚段以红色泥质岩

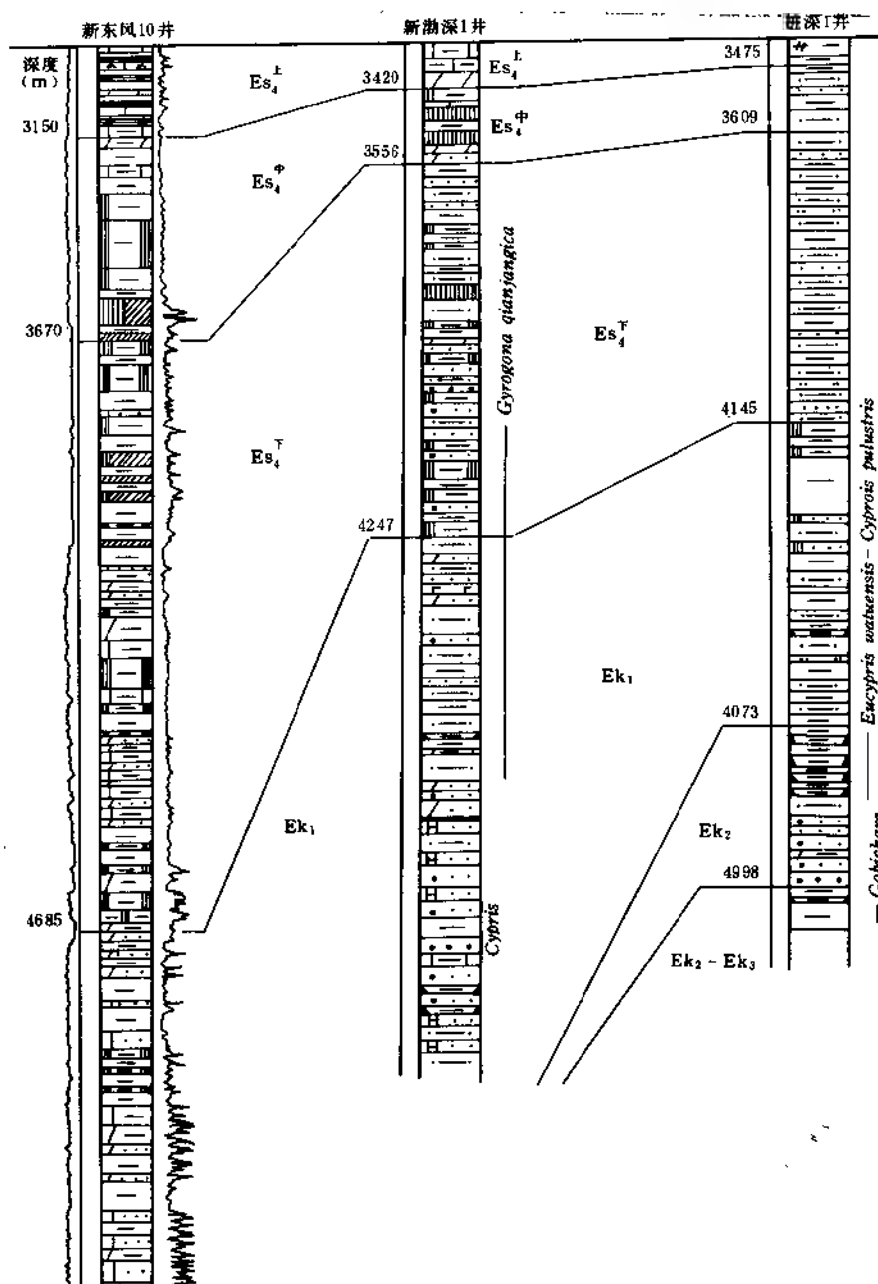


图 1-3-12　济阳坳陷东部孔店组—沙河街组四段含膏剖面对比图

（图中右侧为电阻率曲线，左侧为自然电位曲线）

为主，部分地区夹少量白云质砂岩和硬石膏质泥岩；中亚段以蓝灰色泥质岩为主，部分地区含硬石膏和盐岩；上亚段碳酸盐岩和油页岩较为发育，部分地区含硬石膏。在济阳坳陷内，沙四中、上亚段与其下伏孔二段两套暗色地层之间为沙四下亚段和孔一段红层，有时总厚度可达 1650 米以上，而且未见明显的间断。从古生物化石看，与昌潍坳陷地区不尽相同，

上、下两套红层都以产干旱型孢粉为特征，属种基本一致，难以区分。因此，目前暂按岩性划界。在发育有膏盐沉积的东营、沾车凹陷地区，将下部含较多漆粉属、椴粉属及少量硬石膏夹层的红层划归孔一段；将上部含膏多，以致含盐的红层归为沙四下亚段（见图1-3-12）。但是，这一分法在膏盐沉积不发育的惠民凹陷则难以实行。

沙四中亚段在东营凹陷地区为蓝灰色泥岩、白云质泥岩或泥云岩，下部夹硬石膏、盐岩和少量紫红色泥岩；在沾车凹陷为灰色泥岩夹硬石膏或硬石膏质泥岩。这些地区的沙四中亚段均以沙四下亚段红层顶为底，沙四上亚段的碳酸盐岩发育段的底为顶。在其它膏盐不发育的地区，沙四中、上亚段岩性界限不清，只能合并，与下伏沙四下亚段红层上、下二分。

沙四上亚段虽以碳酸盐岩和油页岩发育为特征，但各类岩石在平面上的展布有一定规律：湖盆深部位主要为油页岩、泥岩、泥云岩；盆地斜坡地区多为碳酸盐岩；滨县平方王、沾化义和庄凸起东侧和桩西等地的水下隆起或边坡地区，时有管状藻礁白云岩；渤南湖盆的中部四扣至罗家北和义北郭局子一带，则是碳酸盐岩—硬石膏沉积区。从生物化石看，沙四上亚段沉积期是渤海湾盆地沿岸第三纪生物演化史上的一个极重要阶段，渤海湾区第三纪各门类特有的地方性属种，几乎均起始于这一时期。

沙四段的水生生物化石分布有一定的规律：轮藻出现在盆边碎屑岩或碳酸盐岩沉积区；腹足类和介形类多产于滨浅湖斜坡碳酸盐沉积地带；德弗兰藻科和原始渤海藻类则全盆地分布，而盘星藻常见于盆地淡水注入区。从孢粉化石看，沙四段的组合是以杉科、麻黄粉属发育和栎粉、榆粉及脊榆粉等属开始增多为特征。纵向上，沙四下亚段的孢粉含量小于中、上亚段；干旱型的麻黄粉属、枫香粉属和希指蕨孢属在中、下亚段的含量高于上亚段。它们构成了济阳坳陷沙四段的划分对比标志。此外，碳酸盐沉积区中还时见极小的变异有孔虫与轮藻、腹足类和介形类共生，同时存在于一块标本内，显示了本区第三系盐湖生物群的特色。

(2) 沙三段—沙二段　济阳坳陷的沙三段至沙二段是湖盆从最大沉陷逐渐回返上升，直至河流、滨浅湖广布期间的沉积。当时，在东营、高青、滨县南、临邑—商河、河口—五号桩及车镇大王庄以北等地，发育了若干较大型或特大型的三角洲。这些地区，在沙三段沉积的早期，深湖油页岩广布；中期深湖泥质岩夹浊积岩发育（图1-3-13）；晚期以河口砂质岩沉积为主。沙二段沉积期，则南北出现分异。早期，南部的东营和惠民凹陷区，以三角洲平原沼泽泥质岩为主，北部沾车凹陷区则多遭剥蚀；晚期，南部以红色河流相粗碎屑岩为特征，惠民的阳信等局部地区还见有少量含膏泥岩层；北部则以半咸水滨浅湖白云质沉积为主。此外，在惠民凹陷的东部、东营凹陷的西部和沾车凹陷的南部等地，因湖水一直保持着一定的深度，泥云质沉积发育。义北大王庄和垦利桩西—五号桩一带的水下高部位，在沙三段沉积的末期，既是生物灰岩的沉积区，又是后期石灰岩的剥蚀区（图1-3-14）。

济阳坳陷在沙三段至沙二段沉积期间，由于若干三角洲沉积体系的发育和侧向加积，使得湖盆环境横向变化十分强烈。因此，深水、浅水至极浅水各类生物顺三角洲各微相带分区明显，同时存在。这在一定程度上"干扰"了生物化石组合的纵向分带。但由于济阳坳陷当时湖盆发育总趋势是由深变浅，所以生物组合的变化也是由以深水型为主演变到以浅水型为主。例如可以分别根据介形类的隐瘤华北介、脊刺华北介、惠东华北介、沼泽拟星介、椭圆拱星介、肖庄美星介等的主导地位，确定沙三下、中、上和沙二下、上亚段（详见前文）。

济阳坳陷的沙三段与其下伏沙四段和上覆沙二段为整合或假整合接触。

3.沙一段至东营组

济阳坳陷沙一段至东营组的沉积中心在利津、史南、临邑西、车西、义北和渤南等地。

东营和惠民凹陷大部缺失东一段。沙一段在湖盆深部以油页岩和泥云岩为主；在盆边滨浅湖地带，则常见沙坝和生物滩成因的钙质砂岩和生物—碎屑碳酸盐岩。纵向上，东营和惠民凹陷的沉积近似，上、下亚段以泥质岩为主，碳酸盐岩和油页岩等特殊岩性集中于中亚段，三分性明显。沾车凹陷的油页岩发育，特殊岩性多集中于下部，显示上、下二分特点（图1–3–15）。

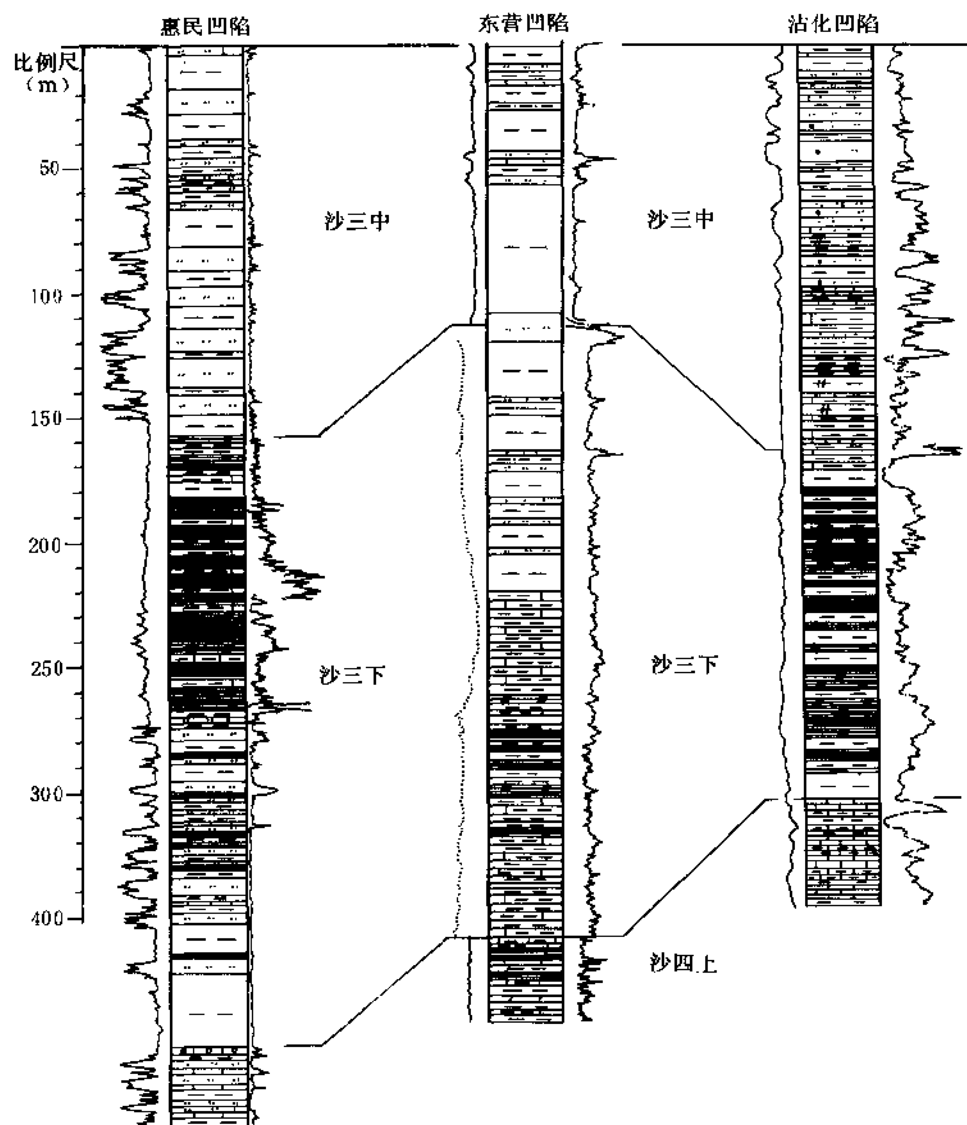


图 1–3–13　济阳坳陷沙河街组三段中、下亚段柱状剖面对比图
（图例同图 1–3–9）

济阳坳陷沙一中、下亚段的特殊岩性层分布非常广泛，几乎遍及所有湖盆。在电测井中，视电阻率曲线为高阻，它是目前油区内的一个十分重要的地层划分对比标志。沙一段的顶、底界，在沾车凹陷分别划在沙一段“步步高”视电阻率曲线顶部的最低值和底部的两个剪

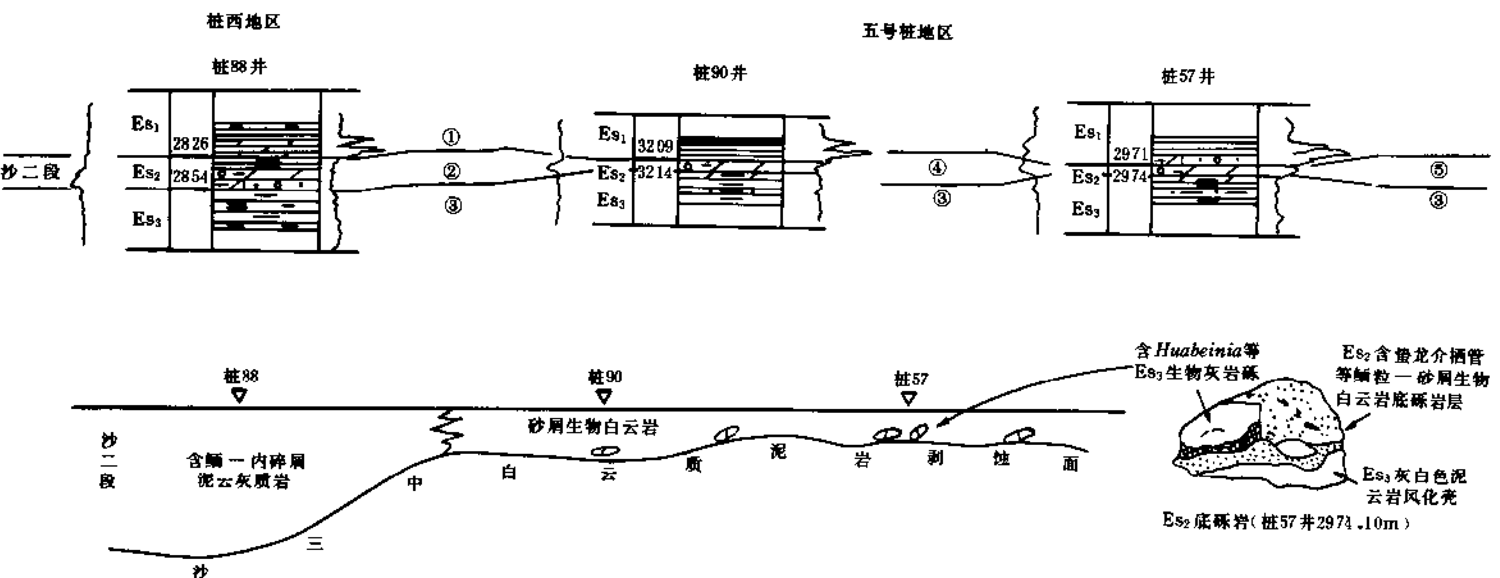


图 1-3-14　济阳坳陷北部桩西—五号桩地区沙河街组二—三段假整合接触关系示意图

①*Phacocypris huiminensis*; ②*Camarocypris elliptica*; ③*Huabeinia costatispinata*; ④*Pseudocandona longa*; ⑤*Virgatocypris triangularis*

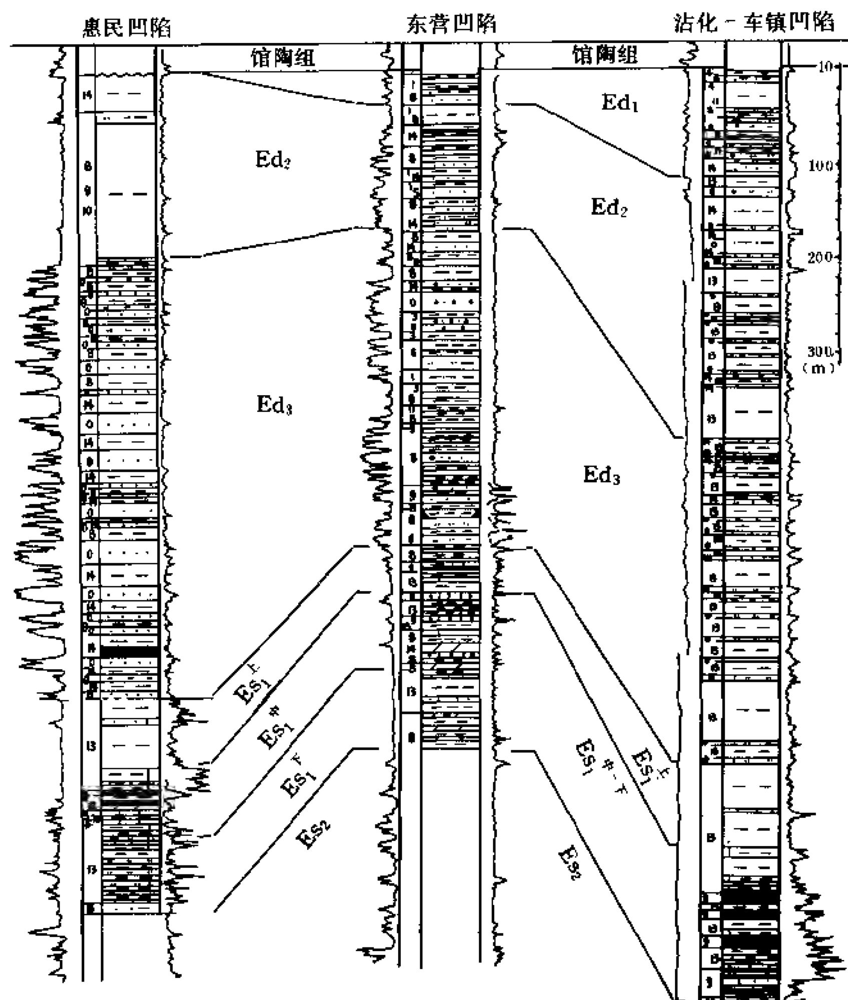


图 1-3-15 济阳坳陷沙河街组一段—东营组柱状剖面对比图

刀状高阻尖的底；在东营和惠民凹陷，沙一段则是以沙二上“红层”的顶为底，以含西营介属和广北介属等化石的泥质岩段为顶。从孢粉化石看，东营组又以榆粉属含量超过栎粉属为特征，区别于沙一段。

东营组整合于沙一段之上，但其沉积在各凹陷中有一定的差异。东营凹陷的东营组是东粗、西细，西部以较深水的泥质岩为主；东部表现为三个由粗变细的旋回：早期东三段为河口至三角洲平原环境沉积，出现含扁脊东营介和沼泽拟星介等化石的碳质泥岩夹层；中期东二段有一次短暂的水进，发育了具粗瘤脊的东营介类，以后过渡为具红色和灰绿色粉细砂、泥质沉积的河流泛滥平原环境，仅见个别的华星介、腹足类口盖、鱼骨和轮藻化石；晚期，湖盆消亡，缺失东一段沉积。惠民凹陷的东营组是西细、东粗。西部地区表现为下粗上细的正旋回，以河流三角洲和滨浅湖沙坝相带的砂质岩为主；东部以泥质岩发育为特征。沾车凹陷的东营组发育较全，纵向上是下细上粗；横向上是西细、东粗。车镇凹陷水体较深，整个东营组都以泥质岩为主；东部渤南至五号桩地区，则下部泥质岩，上部砂质岩发育。从介形

类化石看，深水泥质岩沉积环境，具肥刺华花介多见；河口滨岸砂质岩沉积环境，具粗瘤的东营介发育。

4.馆陶组和明化镇组

馆陶组以河流相沉积为主，下粗上细，上、下二分。平面上，南部青城和博兴一带，细而薄（厚约200米），向东北方向变粗增厚。孤东至埕北一带厚度可达1000米以上（图1-3-16）。馆陶组是以块状砾质岩为底，区域性超覆不整合于下第三系之上（图1-3-17）。但在东营北部和沾化等地，部分地区在块状砾质岩底的下面，还存在着一段数十米厚的较细粒的砂、泥岩，其中含较多的松科和藜粉属、小菱粉和粗肋孢属等上第三系常见孢粉，因而此段地层应被看作是，在长期遭剥蚀的下第三系顶部低凹处所沉积的晚第三纪早期细粒淤积物，因而归入馆陶组为宜。

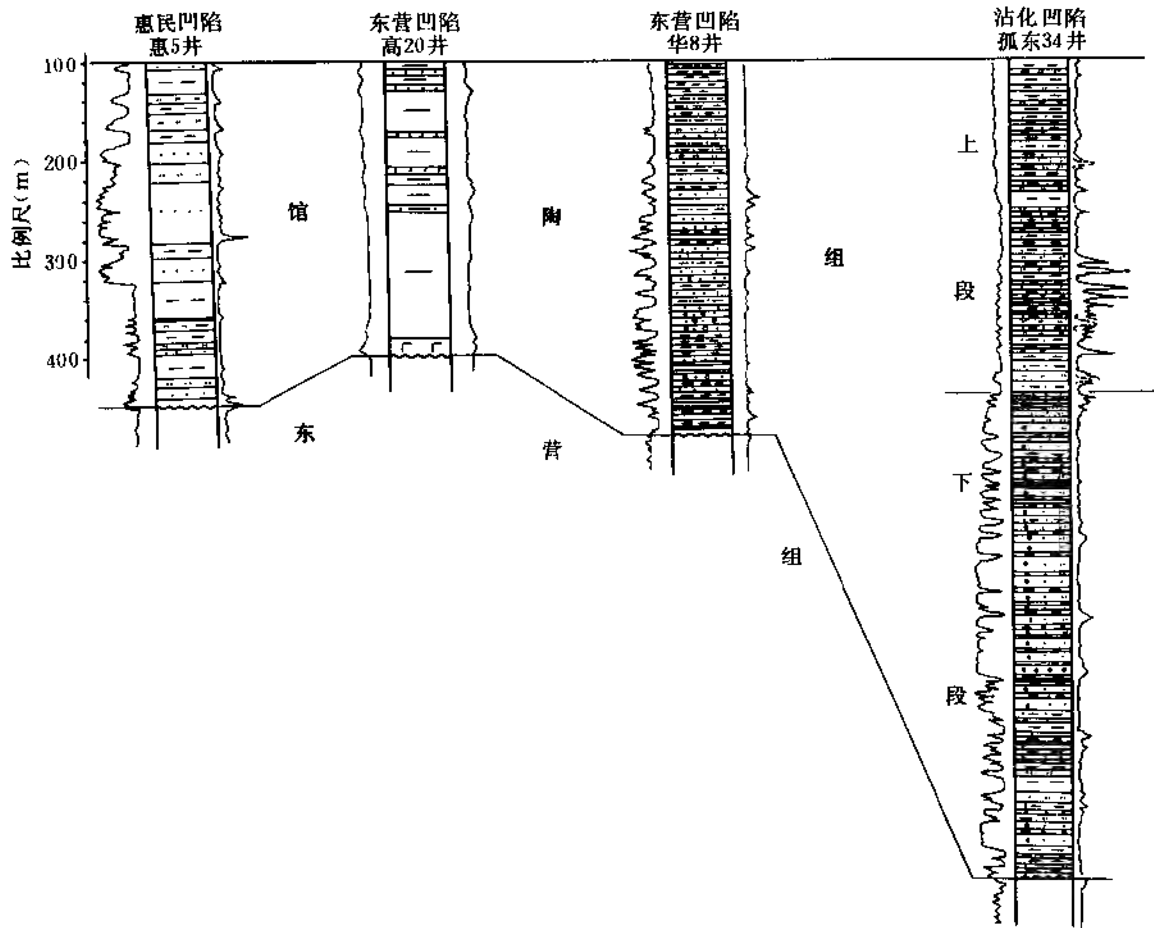


图1-3-16　济阳坳陷西南—东北方向馆陶组柱状剖面对比图

明化镇的沉积中心在惠民凹陷的临邑西和阳信，以及东营凹陷的利津和沾化凹陷的埕北等地。纵向上下部泥质岩发育，上部夹疏松粉细砂岩。横向上，青城及其周围地区砂质岩发育，其它地区均以泥质岩为主。明化镇组的视电阻率曲线是以两头低、中间高的弓形为特

点，故常称“弓形电阻”。在济阳坳陷，一般以此“弓形电阻”的顶和底最低值点为标志，分别作为与上覆第四系平原组和下伏馆陶组的分界。明化镇组的古生物标志是正式美星介的存在和草本被子类孢粉的绝对优势。明化镇组和馆陶组为整合接触。

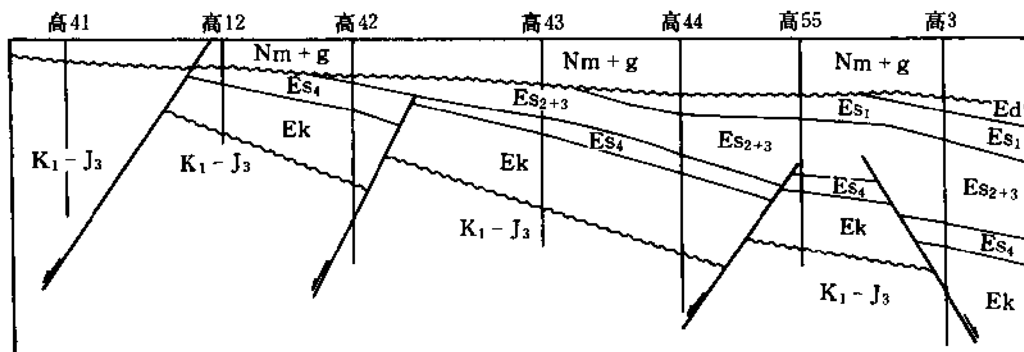


图 1-3-17　济阳坳陷青城凸起北坡上、下第三系顶底接触关系示意图

上第三系：Nm+g—明化镇组—馆陶组；下第三系：Ed—东营组；Es_1—沙河街组一段；Es_{2+3}—沙河街组二段和三段；Es_4—沙河街组四段；Ek—孔店组；中生界：K_1—J_3—西洼组和蒙阴组

（四）第三系各组段地质时代

70 年代，对渤海沿岸地区统层所确定的区内第三系各组段地质时代归属的基本观点是：下第三系孔店组为始新世、沙四上亚段为始新世至渐新世的过渡期、沙三段至东营组为渐新世；上第三系馆陶组为中新世、明化镇组为上新世。经过十年来的研究，济阳坳陷的生物地层工作取得了若干进展，其中重要的有如下几个方面：

1）桩深 1 井孔二段五图真星介层位以下，含戈壁轮藻生物群地层的揭示；

2）济阳坳陷沙四上至沙三下油页岩中的双棱鲱、艾氏鱼、洞庭鳜鱼群的发现，及其与北美中始新世绿河页岩下部建造的对比；

3）济阳坳陷东营牛庄地区沙三中、下古地磁的测定及该区沙三中的底为 18—1 亚极性时，42 百万年，晚始新世开始的资料的取得；

4）济阳坳陷北部沙一、二段大面积超覆于沙三段之上的不整合事件的揭示；

5）济阳坳陷东营地区的东营组顶部中上渐新统脊椎动物山东半圆齿鼠？牙齿化石的发现；

6）上第三系馆陶组孢粉化石的研究及其与中中新统山旺组孢粉组合的对比关系的确立。

上述新进展动摇了 70 年代济阳坳陷第三系地质时代的划分方案，并因此提出了新的划分意见。各组段的新年代值及其与以往方案的对比见表 1-3-2。

第五节　新生界第四系

华北平原的第四系又称平原组，其基准井（华 1、华 3 等井）的生物地层学工作始于 50 年代，命名于 60 年代（华北平原石油地质综合研究报告，1961）。继后，平原组的研究虽随水文勘探而有所深入，但至今对其划分对比主要还是依靠电测井和少量岩芯古生物化石资

料。济阳坳陷平原组的沉积中心在东营的辛镇—郝家，沾化的垦利、富林、罗家和惠民商河—临邑一带，最厚达四百余米，与下伏地层上第三系明化镇组呈轻微的不整合接触，并夹海相层。

表 1-3-2　山东济阳坳陷第三纪地层年代表

<table>
<tr><th colspan="3">地　层</th><th>1978 年统层</th><th colspan="2">本文观点</th><th>同位素年龄 (Ma)</th></tr>
<tr><td>明化镇组</td><td></td><td></td><td>上新统</td><td colspan="2">上新统</td><td>5.1</td></tr>
<tr><td>馆陶组</td><td></td><td></td><td>中新统</td><td colspan="2">中新统</td><td>24.6</td></tr>
<tr><td>东营组</td><td></td><td></td><td rowspan="7">渐新统</td><td rowspan="3">渐新统</td><td>上</td><td rowspan="3">38.0</td></tr>
<tr><td rowspan="9">沙河街组</td><td>一段</td><td></td><td rowspan="2">下</td></tr>
<tr><td rowspan="2">二段</td><td>上部</td></tr>
<tr><td>下部</td><td rowspan="10">始新统</td><td rowspan="3">上</td><td rowspan="3">42.0</td></tr>
<tr><td rowspan="3">三段</td><td>上部</td></tr>
<tr><td>中部</td></tr>
<tr><td>下部</td><td rowspan="4">中</td><td rowspan="4">50.5</td></tr>
<tr><td rowspan="3">四段</td><td>上部</td><td>始新—渐新统</td></tr>
<tr><td>中部</td><td rowspan="7">始新统</td></tr>
<tr><td>下部</td></tr>
<tr><td rowspan="5">孔店组</td><td>一段</td><td rowspan="2">上部</td><td rowspan="3">下</td><td rowspan="3">54.9</td></tr>
<tr><td rowspan="3">二段</td></tr>
<tr><td>中部</td></tr>
<tr><td>下部</td><td rowspan="2">古新统?</td><td>上</td><td rowspan="2">65.0</td></tr>
<tr><td>三段?</td><td></td><td>下</td></tr>
</table>

注：据 1988 年渤海湾盆地六个油田第三系统层工作会议意见，本区馆陶组相当于统层后的馆陶组和明化镇组下段。

一、第四系分统（自下而上）

1.下更新统

黄灰色粘土、亚砂土夹粉砂和黑色玄武质火山碎屑砂，产介形类：*Candoniella suzini* 苏氏小玻璃介、*Ilyocypris salebrosa* 粗糙土星介、*I. cornae* 柯氏土星介、布氏土星介；轮藻类：似轮藻（未定种）、*Lychonothamnites* sp.似松轮藻（未定种）等；代表井沾化无棣 1 孔，厚 64.6 米。

2.中更新统

下部棕黄色、灰褐色亚粘土与亚砂土互层，夹海相层，陆相层中产介形类：布氏土星

介、粗糙土星介、*Candoniellea albicans* 纯净小玻璃介、*Limnocythera* sp.湖花介属；轮藻：*Amblyochara* 迟钝轮藻、似松轮藻属；海相夹层中产有孔虫：*Ammonia annectens* 同现卷转虫、*A. tepida* 微温卷转虫、*Pseudononion* sp.假若宁虫（未定种）等。上部为灰黄色、黄褐色亚砂土、中细砂和粉砂，夹海相层，陆相层中产介形类：粗糙土星介、双折土星介、隆起土星介、*I. radiata* 放射土星介、布氏土星介、纯净小玻璃介、湖花介（未定种）；轮藻类：似轮藻属等；海相夹层中产介形类：*Sinocytheridea latiovata* 宽卵中华美花介、*Loxoconcha binhaiensis* 滨海弯贝介；有孔虫类：微温卷转虫、*Nonion* sp.诺宁虫（未定种）、*Elphidium simplex* 简单希望虫、*Cribrononion* 筛诺宁虫属等，代表井是沾化沾农 4 孔，厚 93.63 米，与下伏下更新统为整合接触。

3.上更新统

棕黄、灰黄和灰黑色亚粘土与土黄色粉细砂互层，夹海相层。陆相层中产介形类：布氏土星介、柯氏土星介；轮藻类：*Grambastrichara* 格氏轮藻、迟钝轮藻；海相夹层中产介形类：弯背介属、中华美花介属、*Echinocythereis* sp.棘艳花介（未定种）；有孔虫类：希望虫属、卷转虫属等。代表井是惠农 1 孔，厚 49.53 米，与下伏中更新统为整合接触。

4.全新统

灰黄色粉砂、亚砂土与黑灰色淤泥质粉砂土，夹海相层，顶部含植物根系。海相层中产介形类：中华美花介属、弯背介属；有孔虫类：微温卷转虫、同现卷转虫、*Pseudorotalia* sp.假轮虫属、*Elphidium adevenum* 异地希望虫、*Quinqueloculina* sp.五玦虫（未定种）、三玦虫（未定种）。代表井为沾农 4 孔，厚 22.99 米，整合于更新统之上。

二、第四系平原组沉积类型及海侵

济阳坳陷的平原组包括滨海平原、中部平原、山前平原及低山丘陵等多种环境下所形成的冲积、洪积、湖相和海相沉积。个别地区，如车镇无棣大山附近还有面积为数十平方米，厚度达 150～200 米的橄榄玄武岩体分布。

平原组的海相沉积夹层以东北部滨海地区为多。黄河三角洲地段可达 11 层，而济阳坳陷内部一般只有 4 层，其名称如表 1-3-3。

表 1-3-3　济阳坳陷第四系主要海相层

海侵期	时　代	曾用名
Ⅳ	全新世中期	牛庄海侵、垦利海侵
Ⅲ	晚更新世中晚期	斗柯海侵、广饶海侵
Ⅱ	晚更新世早期	滨县海侵
Ⅰ	中更新世晚期	惠民海侵

三、第四系平原组底界

济阳坳陷的第四系平原组与下伏上第三系明化镇组界线的划定，其岩性标志是前者沉积物以土黄色、棕黄色为主，成岩性差，后者上部呈棕红色；分界的古生物化石标志是以下伏明化镇所含的正式美星介和栾青轮藻属、有盖轮藻属等的灭绝和藜粉属、蓼粉属和 *Tamarix* 柽柳粉属孢粉的大量出现，并占绝对优势为特征；电性分界大致是以明化镇组“弓形电阻”顶

部起始点（最低值点）为标志，在其附近找一组自然电位曲线呈较大幅度负异常的砂层为底。按上述原则划分，济阳坳陷平原组的底界，在北部沾车凹陷位于“弓形电阻”的上起始点之上；向南至东营凹陷的北部，接近或略低于起始点，至南部和惠民凹陷则低于起始点。据北部车镇地区的无棣1井古地磁资料和其西南1公里的车2井电测井资料对比，2百万年的留里汪亚极性时顶界，处于“弓形电阻”起始点之下20米（图1–3–18）。因此，济阳坳陷上述分层原则是适用的。

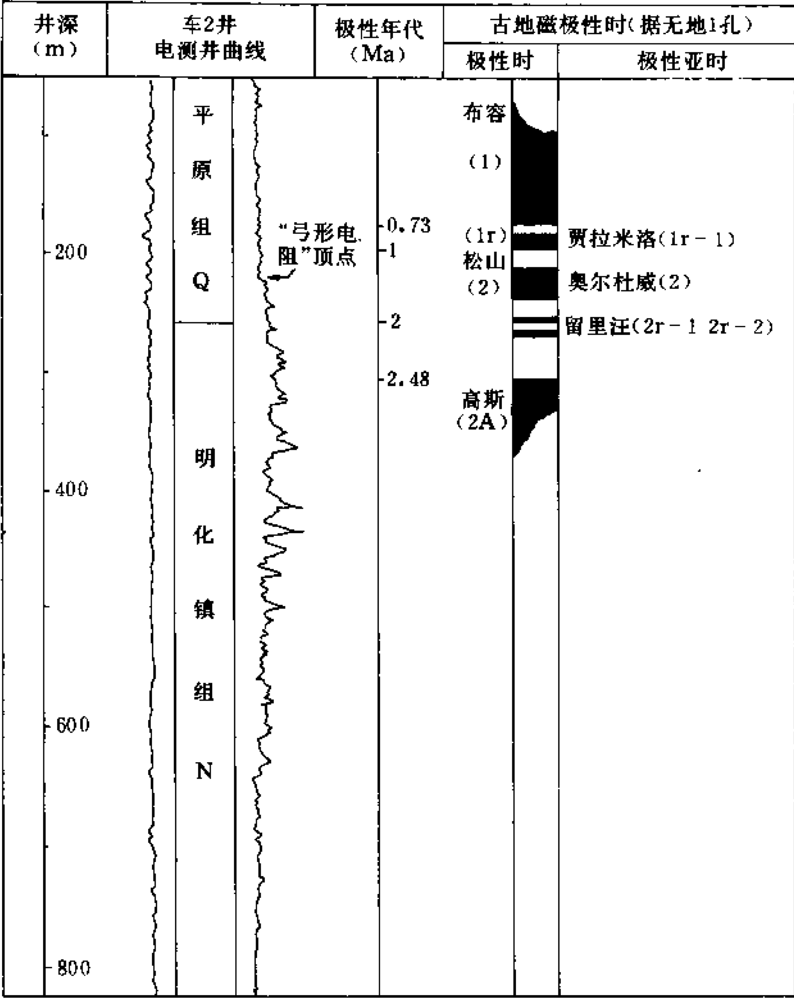


图1–3–18　济阳坳陷车2井第三—第四系古地磁极性分界和明化镇组“弓形电阻”顶点

济阳坳陷以太古界变质岩为基底，早古生代发育了几乎遍及全区的碳酸盐岩，晚古生代演变为海陆交互相含煤沉积，至中、新生代转为陆相河湖碎屑岩沉积，总厚度超过万米。这一包括巨厚的暗色泥岩、碳酸盐岩和砂岩在内的地层，不仅为济阳坳陷复式油气藏的形成提供了富含有机质的生油层，而且也提供了种类繁多的良好储、盖层。

第四章 构　造

济阳坳陷属渤海湾盆地（坳陷区）的一个次级构造单元。东部以郯（城）—庐（江）断裂带与鲁东隆起相隔，西部和北部与埕宁弧形隆起毗邻，南部以齐（河）—广（饶）断裂与鲁西隆起分界。坳陷内多凸多凹，呈向西南收敛、向东北撒开的格局（图1-4-1）。



图1-4-1　济阳坳陷区域构造略图

第一节　大地构造背景

济阳坳陷是在地台基础上发展起来的一个中新生代断陷—断坳—坳陷盆地中的坳陷，其发生和发展可分为几个阶段。

一、结晶基底形成阶段

根据钻遇基底地层并结合地震资料分析，本区所见最老地层为太古界泰山群，属地槽沉积。经泰山运动回返上升，形成混合岩化和花岗岩化的一套中深变质岩系，这是本区结晶基底发展阶段。

二、地台盖层发育阶段

古生界寒武系不整合于泰山群之上，缺失整套元古代沉积。至早寒武世开始下降，成为广阔的浅海，形成了以较稳定的碳酸盐为主的沉积，直至中奥陶世末，加里东运动使全区抬

续表

构造层		地质特征					地震反射特征	
顺序	地层单位	沉积相和主要岩性	地层厚度（m）	年沉积速度（mm）	厚度变化（m／km）	地质标志层	反射层	时间剖面特征
上	下第三系 渐新统	湖相为主的暗色碎屑岩（生油层）	200～1300	0.1～0.2	50～100	生物灰岩 白云岩	T_2	可连续追踪的地震标准反射层
	下第三系 渐新—始新统	湖相为主：上部暗色碎屑岩（生油层）；下部红色碎屑岩为主，含盐岩，石膏	2450～6750	0.1～0.4	100～300	油页岩集中段 灰质岩 中生界顶剥蚀面	T_6 T_7 T_R	密集良好反射底界，追踪较连续。局部反射良好，可断续追踪。T_7以下空白段之后的较强反射段
中	白垩系—上侏罗统	湖、河相：上部红色碎屑岩为主；中部暗色碎屑岩（可能生油）；下部火山岩及火山碎屑岩；底部杂色粗碎屑岩为主	3000～5000	0.0029				不成组弱反射成层性差
下	中下侏罗统	河、湖相含煤地层	1000～2000	0.001		煤系地层	T_J	成层反射，多相层，断续追踪
	石炭—二叠系	海陆交互相和陆相碎屑岩含煤	2500	0.01～0.02	5～10	奥陶系石灰岩顶	Tg_1	Tg_1—Tg_2互为波组的低频强反射波，在坳陷斜坡部位可连续追踪
	寒武奥陶系	海相碳酸盐岩为主				寒武系馒头组页岩	Tg_2	
底	泰山群	变质岩系	大于万米			不整合面		目前未见反射层

即上侏罗统与白垩系构造层。上侏罗统角度不整合于中下侏罗统之上，上侏罗统与下白垩统、下白垩统与上白垩统之间均未见明显的角度不整合。上侏罗统和白垩系皆属断陷盆地充填沉积，钻遇厚度3800～4000米，据地震资料推算其最大厚度可达5000～6000米，以断裂发育和火山岩广布为其特点，局部有宽缓的背斜和向斜。在地震时间剖面上，表现为不成组的弱反射，成层性差。它反映燕山运动中晚期断陷盆地发育的特点。

（四）上部构造层

即下第三系构造层。可分为两个亚构造层，从下往上为：

第三亚构造层　古新—始新统与下伏中生界为不整合接触。始新统孔店组与沙四段、沙四段与沙三段之间可见有局部沉积间断。该亚构造层包括古新统、始新统孔店组、始新—渐新统沙四段、沙三段、沙二段。这套地层下部以红色碎屑岩为主，上部为灰色碎屑岩，上、下部地层之间局部有盐岩及石膏分布。该套地层韵律清楚，反映着持续颤动式沉积环境，是济阳坳陷的主要生油岩系，地层厚度2450～6750米。在地震时间剖面上，T_6反射层反映沙三油页岩集中段，为密集强反射的底界，可连续追踪；T_7反射层反映沙四段灰质岩顶面，局部反射良好，可断续追踪；T_R反射层相当于新生界底面，是T_7以下空白段之下的较强反射段。

第四亚构造层　渐新统沙一段与下伏沙二段呈假整合—不整合接触。该亚构造层包括沙一段和东营组，以暗色碎屑岩为主，也是一套重要的生油岩系，其厚度200～1300米。在地震时间剖面上，T_2反射层反映渐新统沙一段下部的生物灰岩、白云岩层，是盆地内可连续追踪的地震标准反射层。

上述第三、第四两个亚构造层，包括整个下第三系，它反映断坳式沉积的特点。在构造变动方面，以继承性断裂活动及重滑断层发育为主，断裂伴生构造、继承性构造等广布，局部有塑性层拱张构造的出现。它反映的构造变动属喜山运动的济阳幕和东营幕的产物。

（五）顶部构造层

即上第三系构造层。上第三系中新统馆陶组与下伏下第三系渐新统东营组为角度不整合。该构造层包括上第三系中新统—上新统馆陶组和明化镇组，下部馆陶组为一套河流相粗碎屑岩为主的地层，上部明化镇组为碎屑岩夹海相地层，总厚度为860～2000米。断裂较下第三系为少，以披覆构造发育为其特点。在地震时间剖面上显示为近水平层反射，其底界T_1反射层与下伏层呈明显的角度不整合。关于构造层的划分见表1–4–1。

表1–4–1　济阳坳陷构造层数据表

构造层		地质特征					地震反射特征	
顺序	地层单位	沉积相和主要岩性	地层厚度(m)	年沉积速度(mm)	厚度变化(m／km)	地质标志层	反射层	时间剖面特征
顶	上第三系	河流相夹海相碎屑岩	860～2000	0.06～0.1	10～20	底砾岩	T_1	近水平层强反射段底，可连续追踪

升，缺失晚奥陶世—早石炭世沉积。到中石炭世又开始下降，形成了分布较广的海陆交互相碎屑夹碳酸盐沉积。从早二叠世起转为陆相沉积，二叠纪末的海西运动又使全区整体抬升，导致区内缺失三叠纪沉积。一直到中生代印支运动后，部分地区接受早中侏罗世河湖相及局部沼泽相堆积。上述几次构造变动，皆以振荡运动为主要形式，只见有地层大段的缺失，未见强烈的褶皱现象和大量岩浆侵入活动。形成了以下古生界寒武系—中奥陶统。上古生界中石炭统—二叠系及中生界中下侏罗统组成的大型扇状构造系（图 1–3–1）。

三、断陷—坳陷发展阶段

经燕山运动二幕发生的强烈断裂变动，形成了中生代双断地堑式盆地——断陷盆地，断陷内充填了晚侏罗世—白垩纪的陆相碎屑，并伴有大量的中基性为主的岩浆喷发；新生代早第三纪，继承了中生代的断陷发展，逐渐转化为一边断、一边超覆或尖灭的单断式盆地——断坳盆地，形成了巨厚的早第三纪以湖相为主的碎屑夹碳酸盐沉积。到晚第三纪，由于喜马拉雅运动，使整个渤海湾地区连通成为统一的坳陷盆地，主要以河流相夹海相沉积为其代表。作为渤海湾盆地（坳陷区）中的一个构造单元，其发生和发展的型式为：从中生代地堑式的断陷盆地，发展到新生代早第三纪为北陡、南缓的箕状断坳盆地，最后到晚第三纪，成为断裂活动较弱的坳陷盆地，即今日所称的济阳坳陷。

第二节　构造层和构造运动幕的划分

一、构造层划分及其特点

根据地层展布情况、褶皱和断裂变动、岩浆活动等，结合区域地质资料，以地层之间的区域性角度不整合或假整合来划分构造层。依目前钻井及地震资料，将济阳坳陷划分为五个构造层和四个亚构造层，由老到新简述如下。

（一）底部构造层

太古界泰山群为本区结晶基底，是一套经混合岩化和花岗岩化的中深变质岩系，其厚度大于万米。褶皱和断裂变动都异常复杂，以近东西向复式褶皱型式展布。为本区底部的构造层，也是地台基底。

（二）下部构造层

可分两个亚构造层，自下而上为：

第一亚构造层　为古生界亚构造层，下古生界寒武系和奥陶系主要为海相碳酸盐岩不整合于泰山群之上；上古生界中石炭统假整合于中奥陶统之上；石炭—二叠系为海陆交互相和陆相碎屑岩夹煤系地层，在地震时间剖面显示为一对互为波组的低频强反射波，分别反映为奥陶系石灰岩顶（Tg_1）和下寒武统馒头组页岩（Tg_2），其时间间隔约 400 毫秒，在盆地斜坡部位可连续追踪。古生界钻遇厚度 2500 米左右。

第二亚构造层　为中生界下中侏罗统亚构造层，它假整合于古生界之上，岩性为一套河湖相碎屑岩含煤地层，钻遇厚度 700 余米。在地震时间剖面上，局部见 T_J 反射波，大致反映中下侏罗统下部含煤地层，为多相位反射，可断续追踪。

上述第一、第二两亚构造层，虽缺失多段地层，但都反映了以振荡运动为特点的地台型构造变动，形成了大区域的假整合和大型的扇状复式构造体系，局部构造有穹窿、短轴背斜和鼻状构造等。

（三）中部构造层

二、构造运动幕和运动期的划分

根据构造层的划分，结合区域地质资料，暂将济阳坳陷分为下述构造运动期和运动幕。

(一) 前寒武纪运动期

济阳坳陷及其周围的最老地层为太古界泰山群，它是经泰山运动，以强烈的褶皱和断裂变动为其特征，这期地壳运动为本区最早的构造运动期。

(二) 加里东—海西—印支运动期

泰山运动后，全区抬升遭受剥蚀，缺失整套元古代沉积，经元古代蓟县运动之后，接受了古生代寒武纪和奥陶纪沉积。中奥陶世末，由于加里东运动，振荡上升遭剥蚀，全区缺失晚奥陶世到早石炭世沉积。从中石炭世开始，接受了中石炭世到二叠纪的海陆交互相和陆相沉积。海西运动末期本区全面抬升，大区域的缺失中生代三叠纪沉积（局部可能有三叠纪沉积）。印支运动后，早中侏罗世时，某些地区有陆相堆积。从古生代—中生代早中侏罗世，在这段漫长的地质历史时期中，地壳以振荡运动为主，除大段大套地层缺失外，未见明显的角度不整合。因此，可称地壳振荡运动时期。

(三) 燕山运动期

1.燕山运动二幕

发生在早中侏罗世末的燕山运动二幕，奠定了济阳断陷盆地的雏形。强烈的断裂变动，造成了晚侏罗世及其以后的断陷充填式沉积。

2.广泛的以中性为主的岩浆喷发

截至目前为止，济阳坳陷各个凹陷中，除车镇凹陷尚未钻遇中生代火山岩外，其它几个凹陷中都有钻遇，特别是在东营凹陷和沾化凹陷中生代火山岩广泛分布的。

3.断裂活动十分强烈

从本区剥去第三系地质图上可以看到，在中生代末期至少有近 30 条断裂在活动，这些断裂的垂直断距一般均在几百到上千米，如陈南断层为 5000 米，埕南断层 860 米，滨西断层 3400 米，齐—广断层 1470 米。这些断层交织切错，控制了济阳断陷凹凸相间的构造轮廓。

4.形成潜山的基础

本期构造运动以断裂变动为主，由于正断层的活动，引起断层两侧块体的相对运动，其上升的一侧形成高出水面的山头，这就是后来的潜山。断裂活动控制了山头的剥蚀与沉积，甚至连陈家庄、埕子口这样的大山头、高山头，也不排除在中生代的某些时期、在其一定部位接受过中生代沉积的可能性。当时有埕子口、义和庄、陈家庄等山头。

上述燕山运动期在本区表现最强的：第一，为燕山运动第二幕，即早中侏罗世后，形成了济阳断陷盆地的雏形；第二，是燕山运动第四幕，即晚白垩世前发生了强烈的挤压作用，在桩西地区形成了较大的逆掩断层，使桩西地区构造面貌更复杂化。

(四) 喜马拉雅运动期

1.喜马拉雅山运动第一幕（济阳幕或济阳运动阶段）

此幕在中生代断陷盆地基础上进一步发展，由断陷进入断坳阶段，形成了凸起和凹陷错列的构造格局，上升块体遭受剥蚀而形成山头，下降块体成为湖盆接受沉积。从始新世早期的浅湖相，经深湖相、再浅湖相，最后发展到河流相，构成一个完整的沉积旋回。这期间发生过不同幅度的颤动式升降活动，形成了良好的生储配置体系，还发育了一系列盆倾断层，

以及继承性构造的形式。这次构造变动是由渐变到突变的过程，从沙四段早期开始活动，一直延续到沙二段末期结束，故可称为济阳运动阶段。

2.喜马拉雅运动第二幕（东营幕）

由沙一段早期的开阔浅湖相到半深湖相，发展到东营组时期的浅湖到河流相，这又是一个完整的沉积旋回。经东营运动又产生了大量的新断层，据初步统计，本区1600余条断层中，在渐新世产生或活动者，占96%；以东营凹陷可靠的279条断层来分析，产生于东营组时期者为119条，占42.7%（表1-4-2）。

表1-4-2 东营凹陷断层发生期统计表

产生时期	沙三	沙二	沙一	东营	合计
断层条数	44	60	56	119	279
占%	15.8	21.5	20.0	42.7	100

由于大量同生断层的活动，形成了广泛发育的断裂伴生构造——逆牵引构造。主要的古潜山山头也已形成。东营运动之后，华北广大地区普遍抬升，遭受剥蚀。

3.喜马拉雅运动第三幕

馆陶组时期，整个渤海湾地区进入坳陷阶段。馆陶组时期以河流相沉积为主，超覆于一切老地层之上；一些地区有基性岩浆喷发。而明化镇组时期沉积范围更大，并夹有海相层，局部也有基性岩浆喷发，即喜马拉雅山运动第三幕。第四纪时期主要为河流相、洪积相夹海相沉积，局部也有火山喷发，属新构造运动范畴。

上述构造运动期和运动幕的特点，见构造运动幕特征综合表（表1-4-3）。

第三节 构造特征

一、构造类型（褶曲和褶皱类型）

根据本区构造变动情况来看，可分为坳陷形成前构造，即燕山运动二幕前的地台基底构造和盖层构造；坳陷内构造，包括上侏罗统和白垩系构造、下第三系构造及上第三系构造。

（一）坳陷形成前构造

1.基底构造

从前第三系古地质图（图1-3-1）和地层倾角测井以及录井资料等分析，埕宁隆起、陈家庄凸起、石村断层上升盘以及平方王东部，皆在第三系之下即见泰山群。据王庄油田地层倾角测井得知，其地层倾向大部分为北北东向，少数为南南西向，则其走向应为北西西向。结合地层有重复的现象，推测该套地层是向南南西倒转，组成了背斜和向斜相间的褶皱，构造轴向和总的构造线呈北西西或近东西向。再如陈家庄一带所见该套岩石以高钾值交代为主；埕东油田高钠值交代为常见。因此，从混合岩化作用分析，陈家庄凸起所见的岩石相对较老，而埕东凸起所见较新些。再结合岩性特征，如陈家庄一带以各种片麻岩为主，到埕宁隆起的埕子口凸起西高点，除上述片麻岩之外，还见有黑云石英片岩等，这说明从陈家庄凸起向北，变质岩系有逐渐变新的趋势，即陈家庄一带为靠近复式褶皱的核部，向

表1－4－3　构造运动幕特征综合表

地质时代		地层代号	地层接触关系	构造变动主要特征	岩浆活动情况	构造运动幕	构造运动期	盆地发展阶段	备　注
第四纪		Qp	不整合		基性岩浆喷发	新构造运动	喜马拉雅运动期	坳陷	油气形成和运移聚集期
上新世		N_2m	假整合	上第三系披覆构造发育		喜山运动三幕			
中新世		N_1m	不整合	潜山山头形成					
渐新世	东营组时	E_3d	局部沉积间断	下第三系披覆构造形成		喜山运动二幕（东营幕）		断坳	
	沙一段时	E_3s_1	沉积间断或不整合	断裂伴生构造发育					
渐新—始新世	沙二段时	$E_{2-3}s_2$	整合	盆倾断层发育	基性岩浆侵入	喜山运动一幕			
	沙三段时	$E_{2-3}s_3$	局部沉积间断	塑性拱张构造定型					
始新世	沙四段时	E_2s_4	较大沉积间断		基性岩浆喷发	（济阳运动阶段）			
	孔一段时	E_2k_1	整合						
	孔二段时	E_2k_2	不整合	继承性构造开始形成 古潜山具雏形					
晚白垩世		K_2	假整合到不整合	断层发育，局部有逆掩断层	基性岩浆侵入	燕山运动尾幕 燕山运动四幕	燕山运动期	断陷	
早白垩世		K_1	假整合	宽缓背,向斜形成	大规模中基性	燕山运动三幕			
晚侏罗世		J_3	不整合	盆地具雏形	岩浆喷发				
早中侏罗世		J_{1+2}	假整合	断裂发育		燕山运动二幕		地台盖层	
石炭—二叠纪		C+P	假整合	宽缓背、向斜形成,区域上为		印支—海西运动—加里东运动	印支—海西—加里东运动期		
寒武—奥陶纪		$\in$+O	不整合	鼎状构造系		泰山运动			
前震旦纪		AnZ		褶皱、断裂异常发育			前震旦纪运动期	地台基底	

西北和北部为复式褶皱的翼部。整个基底由复背斜或复向斜组成的近东西向构造●。

2.盖层构造

从前第三系古地质图（参见图 1-3-1）及地震剖面分析，从古生界寒武系到中生界下中侏罗统，未见明显角度不整合，加里东—海西—印支期均以振荡运动为主，属稳定的地台型构造变动，形成了古生界到中生界下中侏罗统组成的大型扇状复式构造系。从地层展布来看，古生界到中生界下中侏罗统，组成一个扇状构造系。扇状构造轴为北北西向。从核部到翼部地层分别为泰山群、寒武系、奥陶系、石炭—二叠系，个别翼部最新地层为下中侏罗统。它的次一级构造有石村半背斜、平南倾伏背斜（鼻状构造）、义和庄西短轴背斜和向斜、埕东短轴背斜等。另外，通过钻井及地层倾角测井得知，在桩西地区古生界寒武系和奥陶系中有倒转褶曲（图 1-4-2）。这类倒转褶曲在本区属局部现象，它是由于郯—庐断裂带的多次强烈活动，导致了断裂带边缘压性构造的产生。

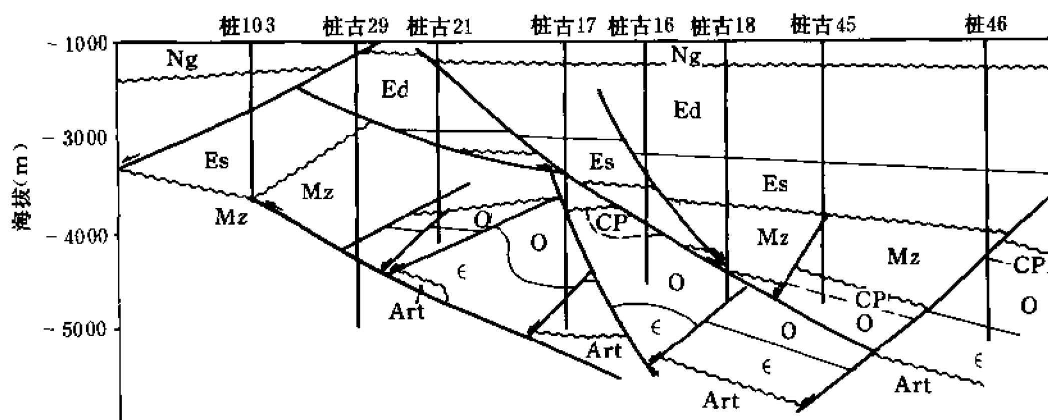


图 1-4-2 桩西潜山构造横剖面

（二）坳陷内构造

1.中生界构造

上侏罗统不整合于下中侏罗统之上（图 1-4-3）。从剖面上明显可见上侏罗统与下中侏罗统的断裂系统不一致，但与其上部的白垩系、下第三系断层倾向是一致的，说明燕山运动二幕，断陷开始形成。现仅根据济阳坳陷 T_R 构造概貌图及济阳坳陷前第三系地质图等资料分析，中生界有宽缓的大型背斜和向斜构造，但由于断裂变动，它们多呈断块构造。目前仅局部见有宽缓的构造，如青城倾伏向斜（参见图 1-3-1），地层由其核部向两翼依次展布着上白垩统、下白垩统、上侏罗统上部等，其倾伏轴向南东抬起，向北西倾没。再如桩西地区中生界是一个被断层破坏了的背斜，背斜轴向为北西，核部现呈地堑状，为上侏罗—下白垩统展布，其东北翼分别为上侏罗统下部、中部、上部地层；西南翼分别为上侏罗统中部、上部地层。总之，有关中生界构造的资料较少，研究程度也较差。

2.下第三系构造

按其成因可分为四类：

●胜利油田勘探开发研究报告集（20），1985，济阳坳陷构造变动特征及其形成机制探讨。

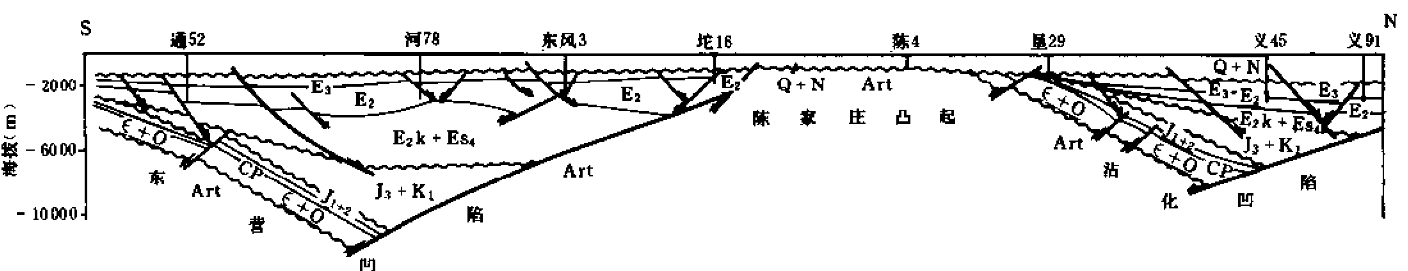


图 1-4-3 济阳坳陷南北向地质剖面图

(1) 继承性构造● 是在前第三系古地形高点背景上发育起来的，在早第三纪沉积过程中形成的第三系构造，又可称为同沉积构造。它们多发育在凹陷边缘和二级断层的上升盘。按构造发育特点，可分为三个亚类:

1) 长期发育的继承性构造。如平方王、五号桩背斜均属此类。以平方王构造为例（图1-4-4)。它是在沙四段末期开始逐渐隆起的，沙四段顶面在沙二段沉积末期，已成为一个

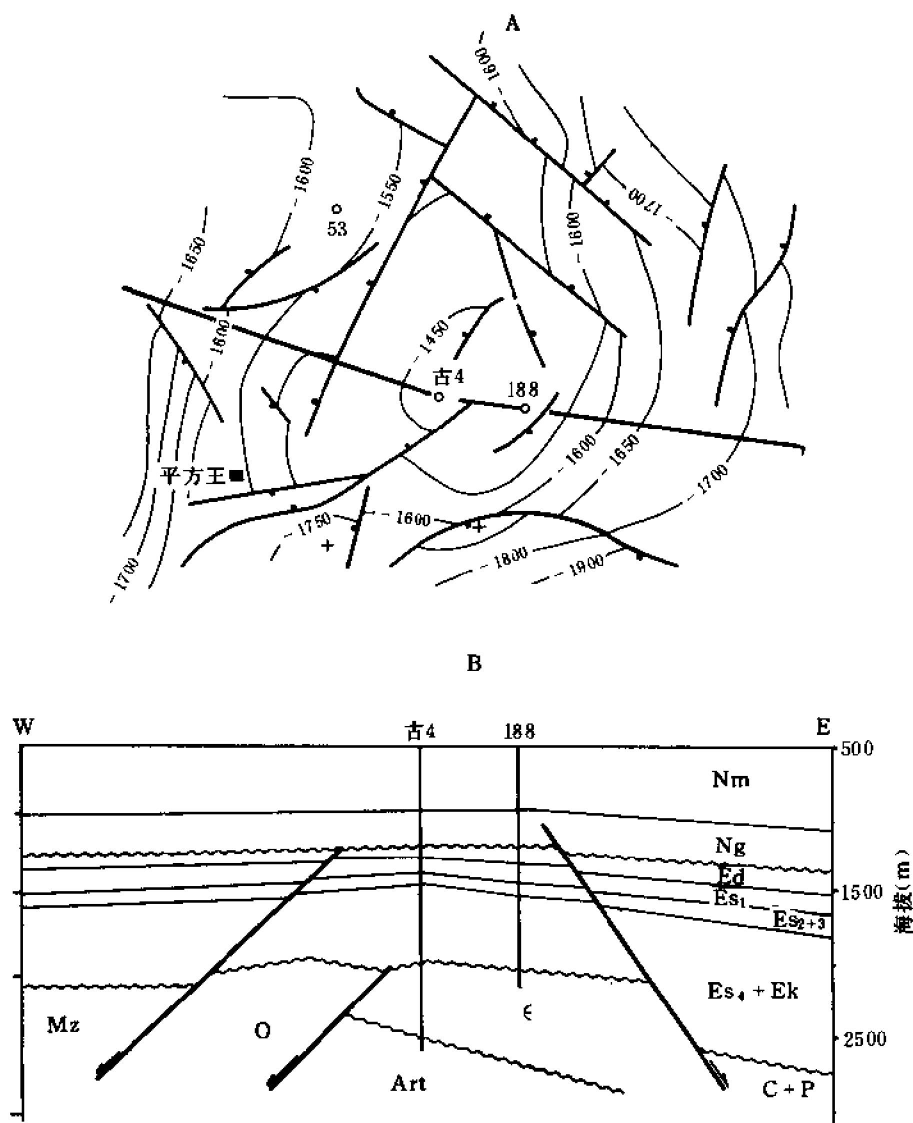


图 1-4-4 平方王地区 T_6（沙三段油页岩）构造平面（A)、剖面（B）图

潜伏的背斜。沙一段沉积前构造闭合幅度为20米，东营组沉积前为40米，馆陶组沉积前为

●济阳坳陷第三纪构造变动及其与油气聚集的关系，1980年，胜利油田地质科学研究院勘探室构造组（打印稿）.

60 米，明化镇组沉积前为 100 米，平原组沉积前为 120 米，今构造幅度已达 140 米。再如，五号桩背斜，它是沙一段超覆在由上侏罗统构成的潜山上，其第二反射标准层（T_2）、第一反射标准层（T_1）的构造均呈背斜形态（图 1-4-5）。

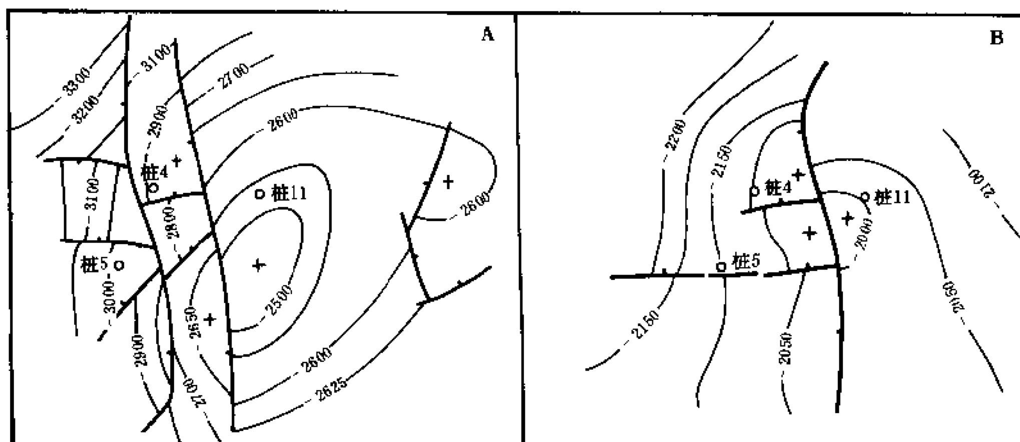


图 1-4-5　五号桩地区 T_2、T_1 构造图

A—T_2 标准层（沙一段上部）构造图；B—T_1 标准层（馆陶组底面）构造图

2）晚期衰退的继承性构造。下第三系的背斜或鼻状构造在前第三系古地形高点基础上发育起来，至渐新世或渐新世晚期，构造衰退乃至消失。如广利构造，它是在中生界火山岩潜山背景上发育的背斜构造，T_9（下第三系底）、T_7（沙四段灰质岩顶）、T_6 反射层均呈背斜构造形态，闭合幅度分别为 300 米、300 米、200 米，而在 T_2 标准层构造图上背斜已经消失，仅可隐约看到一个破碎的鼻状构造。再从广利地区地层等厚图来看，孔店组到沙二段各层都显现出一个古背斜，而在沙一段等厚图上则变为一个南西倾的斜坡，如图 1-4-6。再如纯化镇鼻状构造，是在下古生界石灰岩潜山背景上发育起来的继承性构造，沙河街组早期构造形态十分明显，到沙二段以后基本上变为单斜。构造翼部与轴部地层厚度的比值沙三段为 2.10、沙二段为 1.4、沙一段为 1.0、东营组为 1.0，说明鼻状构造在沙一段沉积时已消失。

3）晚期遭剥蚀的继承性构造。继承性构造受到后期构造变动的影响，上升遭受较强烈的剥蚀，往往失去了原有的构造形态。如盘河镇背斜原是一个继承性构造，在沙三下段等厚图上，可在盘 5、35、34 井以北大致圈出一个古背斜。在剥去馆陶组的地质图上可见沙三下段出露，向西北及东南两个方向则依次出现较新的沙三上和沙二段。但在今构造图上只能看到一群破碎的断块，背斜的影子已难以分辨。（图 1-4-7）。

(2) 断裂伴生构造　断裂伴生构造是发生在同生正断层下降盘的一种褶曲构造，构造的形成是由于断层下降盘的下滑，造成岩层向断层面回倾，这种现象为"逆牵引"，所以通常称谓"逆牵引构造"，也称"滚动背斜"。

P. Merki 在"新生代尼日尔三角洲的构造地质"一文中，指出那里的滚动构造的形成机理是重力构造作用，强调了重力压实、塑性岩层的滚动、沉积岩体沿弯曲的断层面发生重力滑动而形成构造。我国有的地质学者即将此类构造称作"重力滑动构造"。

但是，济阳坳陷的地质背景有其特点。区内虽广泛发育着逆牵引构造，但对其形成机理却不能全盘搬用重力构造作用来解释，因此本卷称这些构造为“断裂伴生构造”，以示区别。使用该名词的用意，在于突出构造对断层的依存关系，因同生断层活动而形成构造。在下面的叙述中，为了简便，仍沿用“逆牵引构造”这一名词。整个早第三纪，本区处于逆时针扭动的地应力场中，在该应力场的作用下，加强了盆倾同生断层的活动，沉积岩体沿剪切破裂面发生重力滑动的同时，还受到扭动派生的挤压应力作用而发生褶曲，往往形成短轴背斜。这些短轴背斜的长轴方向与同生断层以锐角相交，说明背斜是主断层活动的伴生产物。如大芦家背斜、黄河口背斜均属此类。该类构造发育较完整的，在平面上沿主断层下降盘构造线呈穹窿状背斜或短轴背斜；在剖面上主断层与褶曲伴生的低序次断层通常呈“Y”字型断裂组合(图 1-4-8)。

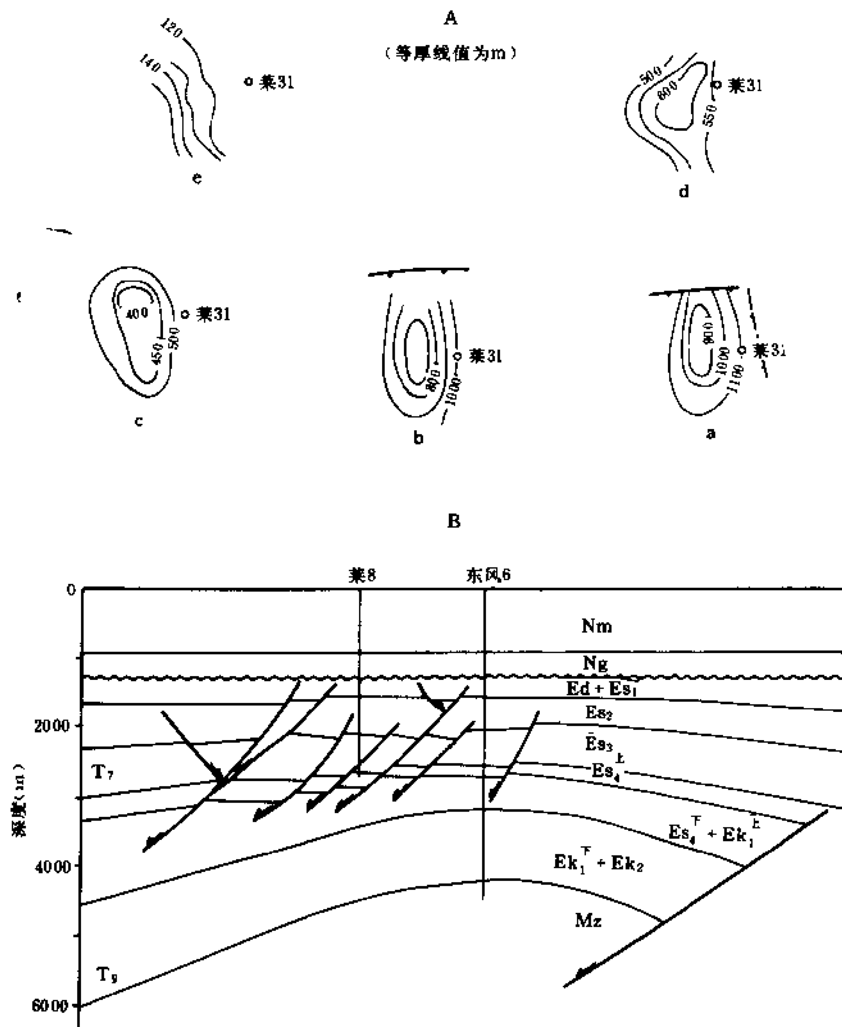


图 1-4-6　广利构造地层等厚图 (A)、剖面图 (B)

a—红层下部+孔二段；b—沙四段+红层上部；c—沙三中、下段；d—沙三段+沙二段；e—沙一段

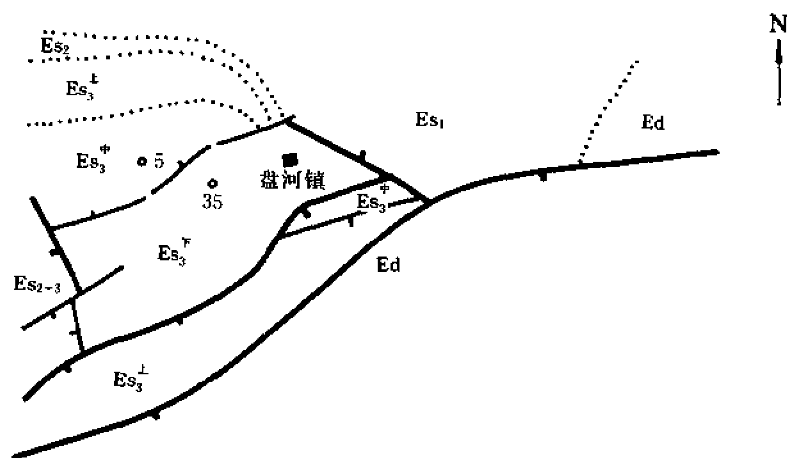


图 1-4-7 盘河镇地区前馆陶组古地质图

(图中点线为地质界线)

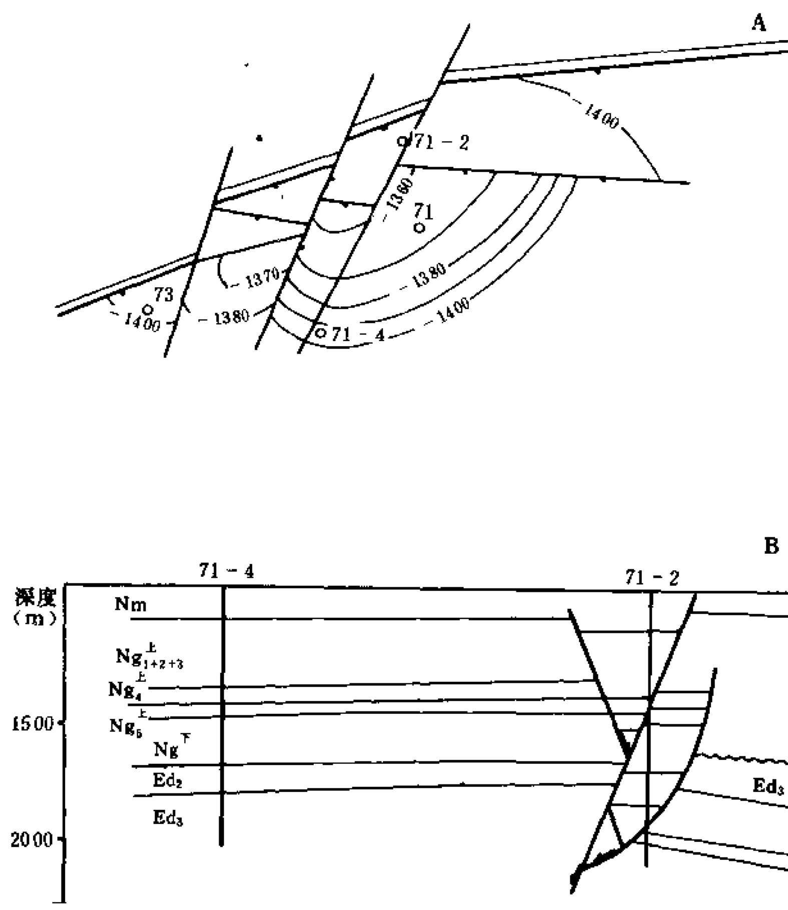


图 1-4-8 垦 71 井区构造平面（A）、剖面（B）图

逆牵引构造往往不是孤立存在的，而是沿着各种同生断层成群成带地展布。就济阳坳陷全区来看，逆牵引构造集中地分布在二、三级正断层的下降盘，尤以二级断层产生的逆牵引构造最多，约占其总数的 86%。逆牵引构造的平面分布范围十分广泛，在各个凹陷中除单斜带之外，下第三系各类构造带中都有发现，但在断裂带分布较多，断阶带次之，这和盆地的箕状结构有关。

根据济阳坳陷的地质情况，形成逆牵引构造的必要条件有以下几方面：

1）弯曲的断层面。当断层面倾角为 45°时，最有利于产生逆牵引构造。因为这时的剪切应力达到最大值，其水平分力和垂直分力接近相等，可使岩层向断层面回倾达到最大值。如规模较大的大芦家逆牵引构造，其断层面倾角正是 45°左右。济阳坳陷同生断层的倾角大都向深部逐渐变缓，一般 1000 米深度以内为 70°～80°，到 1000～2000 米深处变为 60°～45°，再向深部仍继续变缓，最后转化为顺层滑动，消失在塑性岩层中。断层倾角的变化，看来是重力滑动及岩性关系所致。济阳坳陷中的二级断层除因重力作用发生垂向位移外，还受整个坳陷张扭应力场的影响，沿断层走向发生挤压和引张作用，因此在断层上、下盘的不同位置可产生短轴背斜和鼻状构造。

2）砂、泥岩互层的岩性组合。断层是形成逆牵引的力学因素，但没有适应的岩性条件也是不能形成逆牵引的，因此，不是在所有二、三级断层附近都能找到逆牵引构造的。若地层为纯泥岩，则在挤压应力的作用下往往发生塑性流动，形成泥脊或揉皱；如系纯砂岩，则可能发生破裂变形，都不易形成逆牵引构造，只有砂、泥岩间互层的组合，最有利于形成逆牵引构造。据初步统计，以砂、泥岩之比为 3.5∶6.5 较为适宜。

从上述两点可知，要形成逆牵引构造，岩性是基础，必须在砂、泥岩互层分布区，泥岩稍多于砂岩，如三角洲前缘、水下扇前缘……等；断层是条件，断层倾角 45°左右较理想。因此，寻找逆牵引构造油气藏，要以岩性与构造相结合去研究，才能事半功倍。

（3）塑性层拱张构造● 本区下第三系孔一段和沙四段的岩盐、石膏和沙三段欠压实泥岩等塑性地层，具有相当的厚度，当其埋藏到一定深度、上覆岩层达到一定厚度、重力均衡遭到破坏时，塑性层就可发生流动或上涌，产生塑性层拱张构造。这类构造属非构造变动引起的褶曲变形，但它不是孤立的、偶然发生的，而是内外动力地质作用的综合产物。按照塑性地层和岩性的不同及形成机理的差异，又可分为三种类型：

1）盐膏层拱张构造。岩盐、石膏层与围岩有明显的密度差，因而发生上拱，拱起幅度可达数百米至上千米，形成不规则形状的穹窿构造，其顶部的张性断裂组成面貌复杂的中央地堑，以东营背斜构造最为典型，如图 1-4-9。其下部为底辟，上部发育成地堑。

2）泥脊拱张构造。埋藏在地下的欠压实泥岩，由于张扭地应力的作用，重力均衡遭到破坏而发生流动，形成一系列呈雁行状排列的泥脊（图 1-4-10）。泥脊的拱张在上覆地层中引起褶曲和断裂，形成泥脊拱张构造。与岩盐、石膏相比，泥岩的流动性较差，所以泥脊拱起幅度较低，拱张构造较为平缓，断裂强度小，切割层位浅，构造顶部也可发育中央地堑，一般沿构造长轴方向延伸。如店子街构造（图 1-4-11），根据地震资料可勾画出深部泥脊的走向，在此背景上发育着拱张构造。T_3 反射层构造形态为一短轴背斜，沿其长轴方向可见中央地堑，断层最深切割至沙三顶面，消失在沙三段欠压实泥岩中。

●杨瑞琪，1981，东营盆地下第三系两套塑性地层与塑性构造，胜利油田勘探开发研究报告集（11）。

图 1-4-9　东营凹陷 616.3 测线地质剖面图

图 1-4-10　东营凹陷塑性岩脊分布图

3）断裂伴生—塑性层拱张构造。它是同生断裂活动及塑性层流动两种因素共同作用的产物，是一种过渡类型的构造，其构造面貌较单一因素形成的构造复杂。现以辛镇构造为例加以说明（图 1-4-12）。辛镇背斜是一个被断裂复杂化的构造，平均每平方公里有两条断

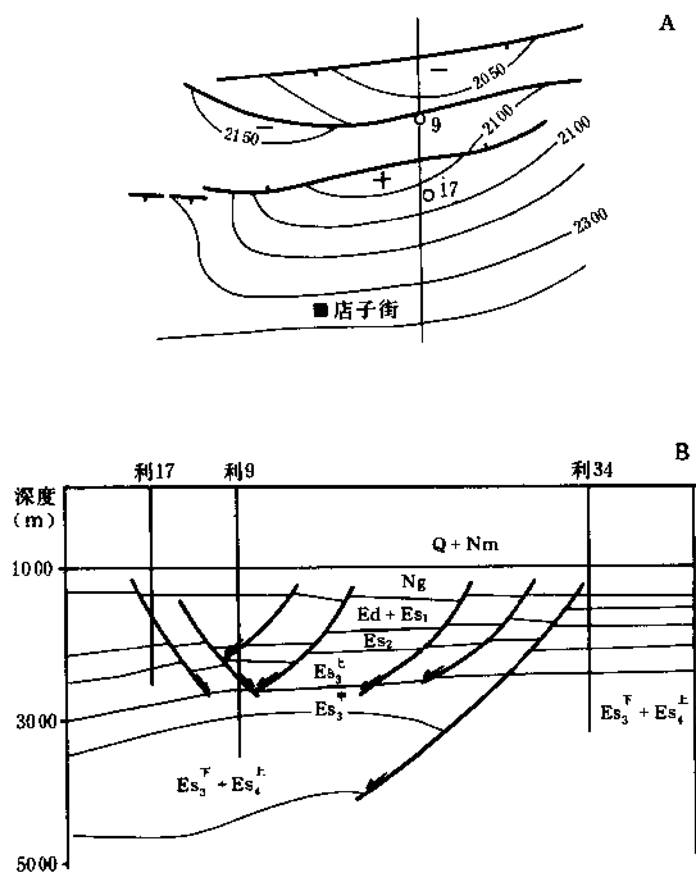


图 1-4-11 东营凹陷店子街 T_3 构造平面 (A)、剖面 (B) 图

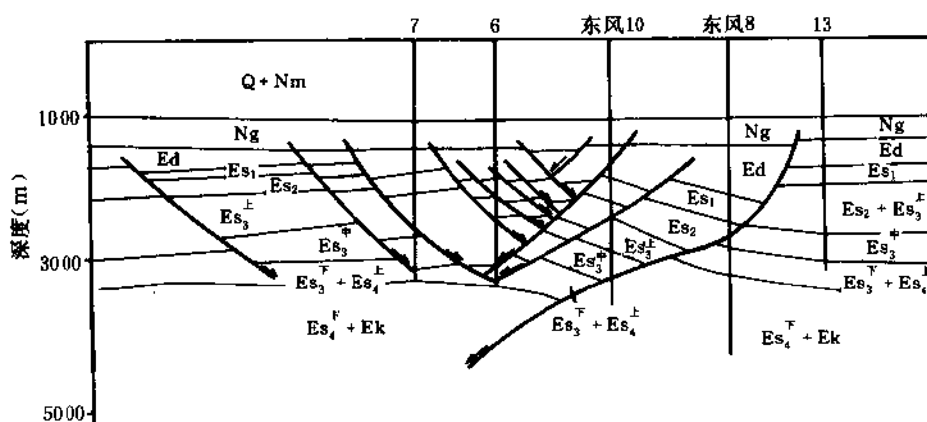


图 1-4-12 辛镇构造 628.4 测线地质剖面图

层，断裂切割关系复杂，成生序次也不易划清，并在背斜顶部产生了不规则的地堑断裂系；后来辛北断层继续活动，其生长指数最大达2.5，在断层下降盘形成了逆牵引构造，伴随构造的发展，产生一系列低序次的断层，因此形成了两组既有复合又有干扰的断裂。在电法标准层等深线图上，所反映的盐膏层拱张在辛镇地区呈东西向延展，这里的主要断裂以及由它们组成的中央地堑也都沿东西方向延伸，构造形态为近东西向的短轴背斜。从剖面上看，构造下部以塑性层拱张为主导因素，地层顶薄翼厚；而上部呈顶厚翼薄的特征。这是塑性层拱张与同生断层活动两种因素共同作用的结果，因此辛镇构造具有今日复杂的面貌。

再如，胜利村构造形成于沙二段晚期，由于胜北同生断层的活动，破坏了沉积体的平衡条件，引起沙三段软泥岩上拱，形成了断裂伴生—塑性层拱张构造。穹窿的直径达6.5公里，远远超过断层牵引的范围，由于塑性层拱张作用，形成了不规则的穹窿形态。构造顶部发育着东西和南北向两组地堑断裂系。这里地处凹陷北部边缘，塑性层以软泥岩为主，所以其拱张幅度和拱张构造受破坏的程度都较辛镇构造为低。

现将东营凹陷塑性层拱张构造的发育情况统计如表1–4–4。

表1–4–4　东营凹陷塑性层拱张构造特征统计表

项目 / 构造名称	塑性层岩性及地层	塑性层拱起幅度（m）	主断层落差①（m）	构造范围①（km^2）	断层数目①（条）	单位面积断层数（断层数/km^2）	主断层向深部消失层位
东营构造	盐膏层 Es_4	1100	500	100	91	1	Es_4 盐膏层
郝现构造	同上	900	100	180	57	0.3	Es_4 盐膏层
坨庄构造	欠压实泥岩、油页岩 $Es_3^{中}$—$Es_4^{上}$	150	350	11.5	6	0.5	$Es_3^{下}$油页岩
胜利村构造	欠压实泥岩 $Es_3^{中}$	150	350	6	23	0.3	$Es_4^{上}$油页岩
店子街构造	欠压实泥岩、油页岩 $Es_3^{下}$—$Es_4^{上}$	350	250	20	4	0.2	Es_4 泥岩
永安镇构造	欠压实泥岩、油页岩 $Es_3^{中}$—$Es_4^{上}$	500	150	17.5	2	0.1	$Es_3^{下}$油页岩
辛镇构造	盐膏层 Es_4	500	500	60	113	2	Es_4 盐膏层

①依 T_2 反射层构造图计算.

(4) 岩浆岩拱起构造　岩浆活动形成的浅层侵人岩体，将岩层拱起形成构造。在岩盘和岩饼两类岩体顶部往往形成小型的背斜构造，如地震294.0测线（商19井钻遇的辉绿岩）、42.6测线（商95井）、43.8测线（商85井）等剖面都显示有岩浆岩上拱构造，如商河西、魏家集、玉皇庙北等地区的一些局部构造，往往与浅层侵人岩体有成生关系（图1-4-13）。

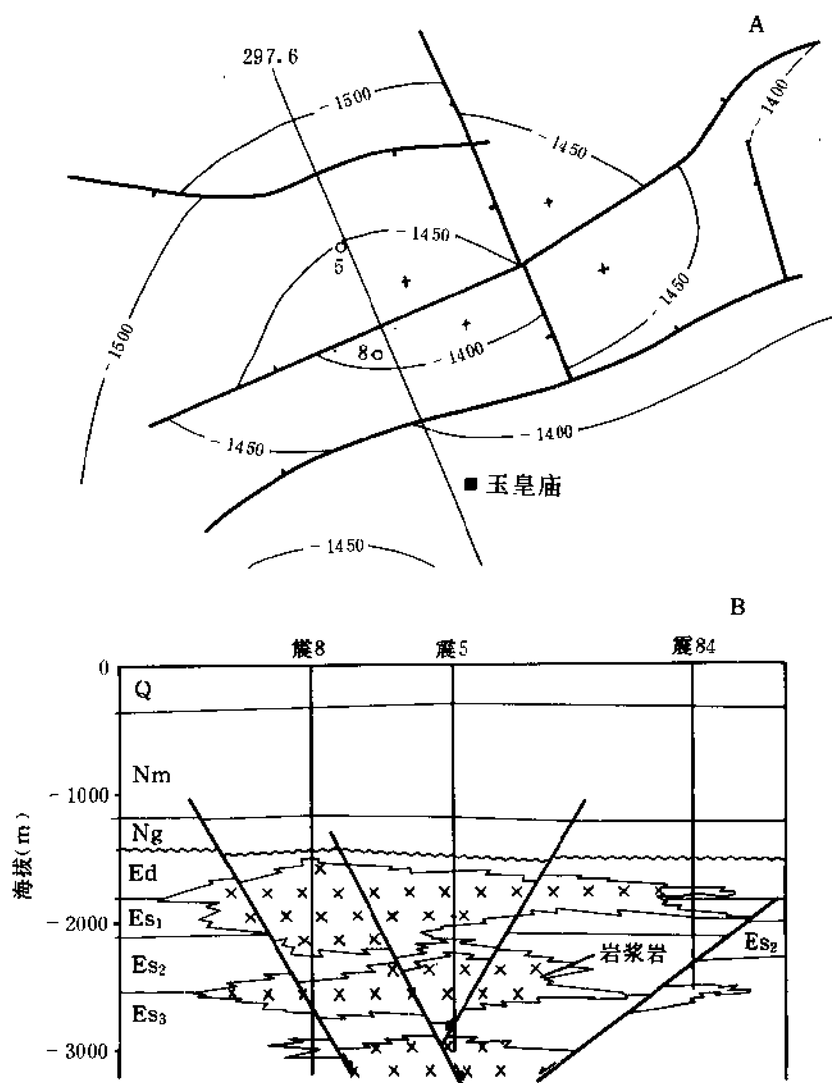


图1-4-13　惠民凹陷玉皇庙T_1构造平面（A）、剖面（B）图

3.上第三系构造

在前第三系古地形高点背景上发育起来的上第三系构造，称披覆构造。它们是由上第三系各组段超覆在经长期风化剥蚀的前第三系潜山上所形成的构造，而下第三系各组段依次超覆在潜山翼部斜坡上，好像披着的"斗篷"。它们的形成，除继承古地形高点形态外，还有沉

积岩差异压实作用的影响，在平面上，它们的展布范围与潜山高点基本一致，断层较少，背斜形态比较完整；在剖面上，构造顶部地层薄，而向翼部加厚，翼部各层倾角自下而上逐渐减小，直到消失。如孤岛、埕东构造等。现以埕东背斜为例（图 1-4-14）叙述如下：构成披覆构造的基底潜山原为一个背斜，遭剥蚀后背斜核部泰山群已出露，两翼分别为寒武系和奥陶系，其剥蚀面已呈负地形，在下古生界石灰岩分布区的埕 14 井及埕 10 井附近存在两个古地形高点，上第三系披覆构造就是在此基础上形成的，埕 14 井与埕 10 井两个局部高点的位置与地形高点相当吻合。

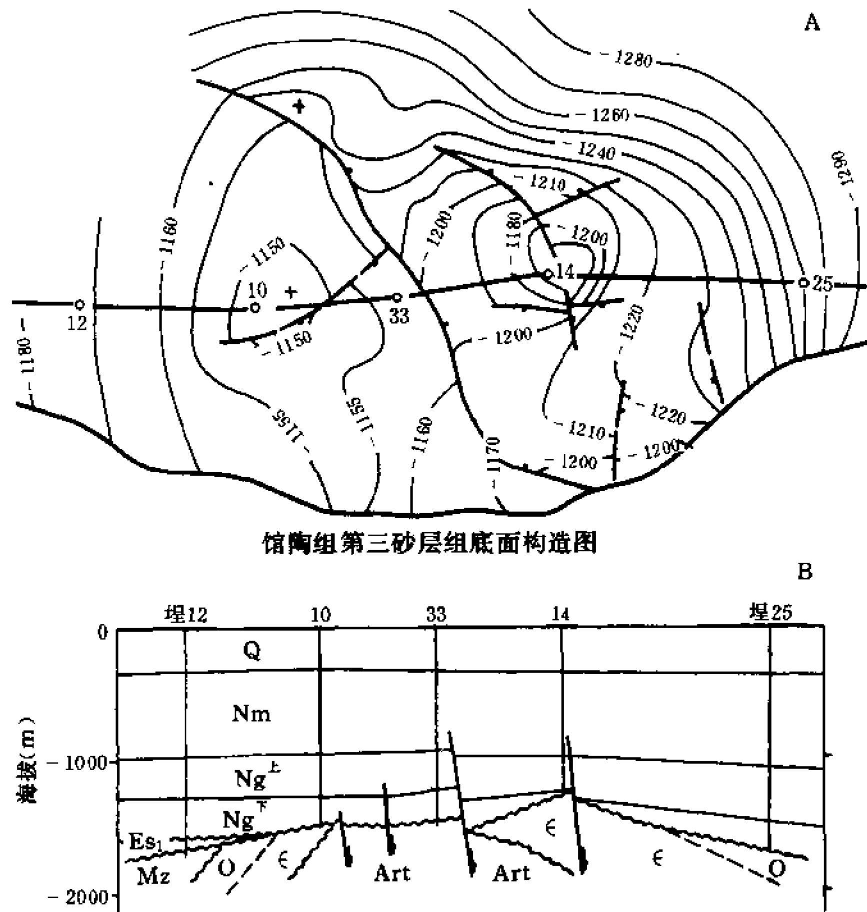


图 1-4-14　埕东披覆构造平面（A）、剖面（B）图

二、断裂变动特点

（一）断裂平面上展布的特点

济阳坳陷发育了大小断层 1600 余条，除局部见有逆性断层外，皆为正断层，其延伸最长可达 20 余公里。可概括为三组方向，即北东、北西和近东西向。数量上以北东向断层为最多，北西向次之，近东西向的最少；在平面上，凹陷南坡的断层较北坡少，北坡的断层又比中央隆起带少（指有中央隆起带的凹陷）。这 1600 余条断层可分为四个级别：

一级断层是分割凸起与凹陷的边界断层，即划分坳陷中一级构造单元的基础断层，如埕南、陈南……等断层。它发生于凹陷形成的同期，甚至更早些，最迟在中生代晚期也已形成，由于它们活动频繁，一直延续到早第三纪末，个别到晚第三纪尚有余动，基本为下第三系边界断层。

二级断层是控制凹陷中构造带的主断层，大多数形成于渐新世以前，它明显地控制了断层两盘地层厚度的变化，但不象一级断层那样造成上升盘大段地层缺失，如胜北断层、临邑断层……等。

三级断层是划分断块区的断层，也控制断层上、下盘岩层厚度的变化，它属于一、二级断层的派生产物。

四级断层是划分断块的主要依据。

根据各反射层构造图，将三级以上的断层统计如表 1–4–5。

表 1–4–5　各反射层构造图一、二、三级断层数目统计表

构造图名称	Tg_1 (O_2 顶)	T_9 (E 底)	T_7 (Es_4 顶)	T_6 (Es_3 下)	T_2 (Es_1 上)	合计
断层数 (条)	26	106	129	163	157	581
占断层总数的百分比 (%)	4.5	18.2	22.2	28.1	27.0	100

表 1–4–5 统计结果表明，地层从老到新断层逐渐增多，T_9 及其以上各层的断层数目比 Tg_1 层大大增加，即新生断层大量增加。上述三组方向的断层比较可参见（图 1–4–15）。

Tg_1、T_9、T_7 等层北西和北东向断层的数目之比分别为 1 : 1.1、1 : 1.38、1 : 1.33，是比较接近的；到 T_6 层，这个比值增到 1 : 1.87，再到 T_2 层增至 1 : 2.08。东西向断层所占百分比在 Tg_1、T_9、T_7、T_6 等各层图上都不超过 20%，唯在 T_2 图上猛增至 25.5%。这个变化说明沙二时期后，明显地由于盆地应力场的转变，近东西向断层增多了。另外，Tg_1 图上近东西向的断层为 19.2%，它比 T_9、T_7、T_6 等图上所占的百分比都大，因此，不能笼统地说近东西向断层皆为北东和北西向断层的追踪产物。在中生代以前本区已有一部分近东西向的断层存在，后经改造形成今天的锯齿状断层，如陈南断层等●。

（二）断层在剖面上的特点

从所切割地层和活动时期来分析，可有下列几种情况。

1.长期活动的断层

这类断层从泰山群一直切割至第三系。它们是沿老断层持续活动，到新生代成为边沉积边下滑的同生断层，即所谓同生盆倾断层。前面所述的一级断层和部分二级断层属于此类，如埕子口南、陈家庄南、齐河—广饶等断层，其各时期的活动情况，如表 1–4–6。

●任安身等，1980，济阳块断盆地始新统构造研究及油气勘探方向，胜利油田地质科学研究院。

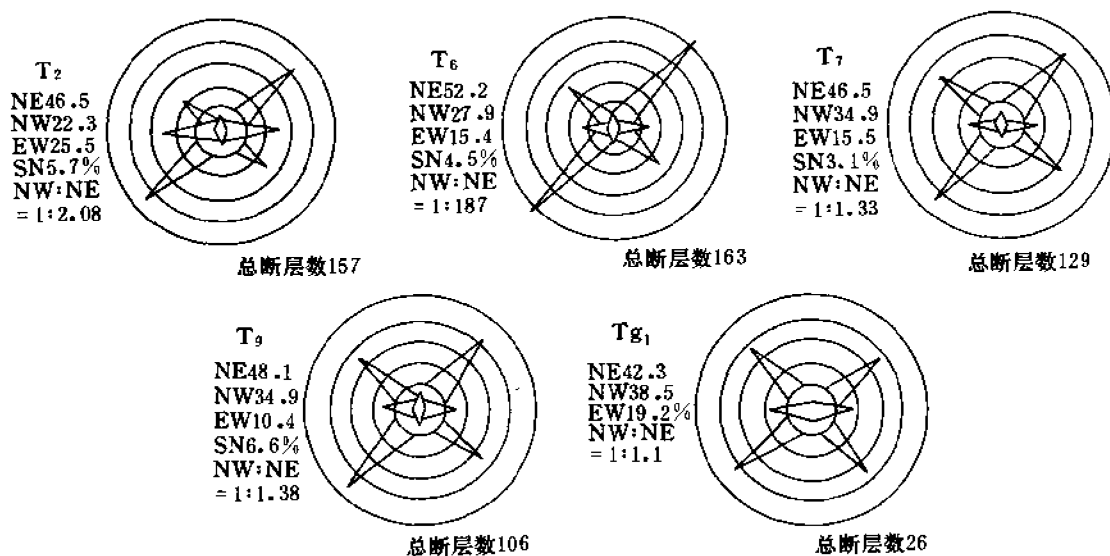


图1-4-15 济阳坳陷断裂玫瑰图

表1-4-6 断层活动情况

时代 / 活动强度(m) / 断层名称	中生代	新生代				
	J+K	E_2k+Es_4	Es_{2+3}	E_3s_1	E_3d	N+Q
埕子口南	860	310	170	50	60	200
陈家庄南	5000	1150	70	150	400	150
齐河—广饶	1470	120	/	/	/	/

2.中新生代的重滑断层

断层从中生界上部或新生界底部一直切割到下第三系，个别的延伸至上第三系。它们是在坳陷发育过程中，沉积平衡体（有的文献称"重力平衡体"）遭受破坏，发生重力下滑所形成的边沉积边下滑的同生断层，多为向凹陷内断落的盆倾断层。前述的二级断层和部分三级断层属于此类。

3.新生代的断层

除继承性长期活动断层和重滑断层之外，还有许多落差较小的断层。它们仅仅切割始新—渐新统，个别的切割至中上新统，属新生代产生的断层，前述的四级断层和大部分三级断层属于此类。其成因可由一、二级断层所派生、褶曲和塑性层拱张所伴生，以及岩石的差异压实作用等所产生。

4.凹陷形成前的断层

这类断层只切割了泰山群—中生界，其中绝大部分切割至中下侏罗统为止，后期没有活动。如沾化凹陷南坡的罗13井北断层和东营凹陷南坡通52井北断层等。断层断落方向和晚期的盆倾断层产状不一致，说明以中下侏罗统为界，其上、下分属两个不同的断裂系统，这个界线与区域上燕山运动二幕的地质时代是一致的，其形成时代应是在坳陷形成前。

除上述发育1600余条正断层外，近些年来，在桩西地区发现有逆断层。其证据如桩古29井在寒武系之下见上侏罗—下白垩统火山岩系；桩古35井奥陶系在寒武系之下出现；桩古39井太古界泰山群变质岩系出现在寒武系之上；桩古44井上侏罗统下部砂砾岩重复出现在上侏罗—下白垩统火山岩系之上；还有许多井见地层重复现象，这些都说明本区有逆断层存在。据钻井资料分析，这里的逆断层不是一条而是多条，其形成也不是在同一个时期。初步分析，有晚白垩世前发生的，也有更老些的逆断层。目前对该区逆断层研究得还很不够，按区域地质资料分析，它们是由于郯—庐断裂长期多次活动而伴生的产物。逆断层的走向大部分为北西—南东向，逆冲或逆掩方向为北东或南西向。

第四节　构造单元划分

隆起和坳陷为基本构造单元；分隔凹陷的大型凸起（如陈家庄凸起）与凹陷称为一级构造单元；再结合济阳坳陷复式油气区的特点，将凹陷与凸起内又划分为第三系构造带、潜山披覆构造带、洼陷以及斜坡等。现分述如下。

一、凹陷与凸起的划分

（一）凹陷

凹陷为坳陷内次一级的负向构造单元，分布有较厚的下第三系，是生油的一级单元。济阳坳陷内有东营凹陷，面积5700平方公里；惠民凹陷，面积7000平方公里；沾化凹陷，面积2800平方公里；车镇凹陷，面积2100平方公里；以及东部海域的青东凹陷，面积1100平方公里；桩东凹陷，面积1500平方公里；共6个凹陷，总面积为20200平方公里。

（二）凸起

凸起是坳陷内次级正向构造单元。缺失下第三系，在平面上分隔下第三系凹陷。它与凹陷的具体分界线为下第三系尖灭线，也有的以断层分界。如广饶凸起，面积为440平方公里；青城凸起，面积330平方公里；滨县凸起，面积为130平方公里；陈家庄凸起，面积为820平方公里；义和庄凸起，面积为310平方公里；以及海域中的垦东—青坨子凸起，面积为820平方公里；共6个凸起，总面积为2850平方公里。

二、构造带和洼陷

构造带和洼陷是凹陷内次一级正、负向构造单元，这一部分也包括凹陷边缘的斜坡，以及由高低凸起发育起来的潜山披覆构造带。现分述如下。

（一）第三系构造带划分及其类型●

根据济阳坳陷各凹陷发育的特点，将具有一系列成生联系的构造复合体、并有相似的油气聚集条件、成带状展布的复合带，划分为构造带。它是形成复式油气聚集带的基本单元。根据上述原则，济阳坳陷的第三系构造带可分为六种类型，如图1–4–16、表1–4–7。

●杜公仪，1979，济阳坳陷二级构造带的划分地质特点及含油性，胜利油田地质科学研究院。

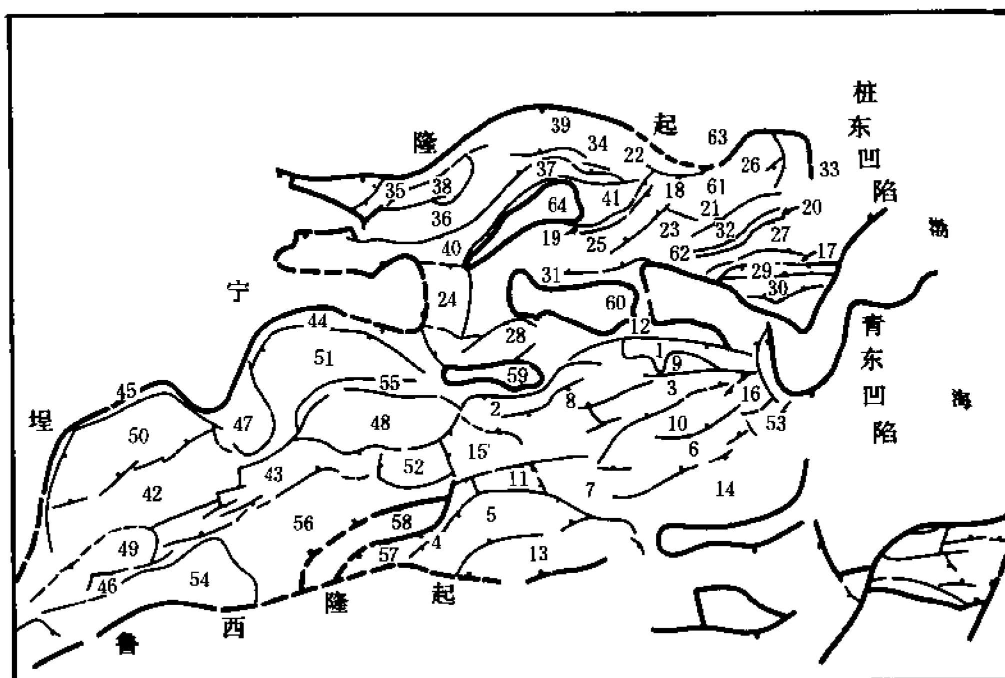


图 1-4-16 济阳坳陷构造带分布示意图

(图中数字为构造带编号，可与表 1-4-4 中编号对应)

表 1-4-7 济阳坳陷构造带分类与分布表

构造带 / 凸起凹陷	第三系构造带						洼陷“向斜”带		斜坡带	潜山披覆构造带	
	断裂伴生构造带	塑性拱张构造带	断裂构造带	断裂带	断阶带	断鼻带	洼陷	向斜		上第三系潜山披覆构造带	下第三系潜山披覆构造带
东营	1.坨—胜—永 2.滨南—利津	3.东营中央		4.高青—平南	5.博兴 6.陈官庄—王家岗	7.纯化—草桥	8.利津 11.博兴	9.民丰 10.牛庄 53.羊口 57.花沟西	12.郑家—桩家 13.金家—柳桥 14.王家道口	58.青城 59.滨县 60.陈家庄	15.尚店—平方王 16.广利
沾化			17.垦利 18.渤海农场	19.义东 20.孤南 21.孤北 22.埕南		23.罗家 24.下洼	25.四扣 26.孤北 27.孤南	28.流钟 29.富林 61.渤南 62.三合	30.四合村—益林 31.虎滩嘴	32.孤岛 63.埕东	33.桩西—五号桩—孤东

续表

构造带 凸起凹陷	第三系构造带						洼陷"向斜"带		斜坡带	潜山披覆构造带	
	断裂伴生构造带	塑性拱张构造带	断裂构造带	断裂带	断阶带	断鼻带	洼陷	向斜		上第三系潜山披覆构造带	下第三系潜山披覆构造带
东镇	34.大王北			35.盐场	36.曹庄	37.大王庄	38.套尔河 39.郭局子		40.宋王庄—西黄	64.义和庄	41.义和庄东部（凸起东部）
惠民			42.临邑 43.魏家集—白桥	44.阳信北 45.磁镇北	46.临南	47.沙河街 48.林樊家	49.临南 51.阳信	50.磁镇 52.里则镇	54.夏口 55.阳信南		56.仁凤

1.断裂伴生构造带

本带由 1～2 条主干断裂（一般为二级断裂）和它们所控制或影响的褶皱构造以及断裂等共同组成的构造带。其特点是:

1）先断后褶，主断裂对构造带的形成起了决定性作用。在二级断层及其分支断层的下降盘，形成了大量的向断层面回倾的拖曳现象，在适当的条件配合下形成断裂伴生背斜，又称"逆牵引背斜"或"滚动背斜"，这是组成断裂伴生构造带的主要局部构造类型。

以坨—胜—永断裂伴生构造带为例，其形成过程可概括为断—坳—褶三个阶段：前第三纪时期产生胜北和永北断层，并一直继续活动到馆陶组时期；沙河街组早期，沿断裂下降盘为深洼陷；到沙二段时期开始上隆褶皱，转洼为隆，产生了坨庄、胜利村、永 12、永 13、永 2 等背斜构造和鼻状构造；东营组时期活动强烈，构造基本定型；至晚第三纪时期进一步完善。

此种局部构造的褶曲幅度与主断裂的活动强度成正比。同一主断裂，不同地段落差的变化和与其相应的断裂伴生背斜幅度的变化也成正比。证明了该类局部构造与主断层活动的成生关系。同生断层活动对地层的反向拖曳现象相当普遍。除本带外，在断裂带、断阶带、断裂构造带中都可产生逆牵引现象和逆牵引构造，但必在一些适宜条件下才产生局部构造。例如胜利村构造先是塑性层拱张，为从洼转隆创造了条件。由此对胜利村背斜的穹窿形态以及其展布范围远远超过断层对地层的拖曳宽度也就可以理解了。

再如滨南—利津断裂伴生构造带，原也是由二级断裂及其下降盘一侧的一些鼻状构造、背斜构造及断块构造所组成。现今构造圈闭似乎与二级主断裂无关，但在地质历史时期是有联系的。如滨一区的滨 2、3、8 三个鼻状构造，在沙一段时期以前是一完整的南倾鼻状构造；北部鼻根被二级断层切割，构成一个完整的鼻状圈闭，开始聚集油气；到东营组时期，

该鼻状构造被三条近东西向的、与二级断裂大致平行的三级断层切割，而构成现今的滨 2、3、8 三个北倾的鼻状构造；其地层产状由原来的南倾转为北倾，重新富集油气。

2）油气藏沿主断裂成带状分布，局部构造控制了油气富集。由于断裂伴生构造带内的局部构造是主干断裂的伴生产物，所以局部构造往往沿主干断裂呈串珠状分布，而主干断裂及其分支断层多系局部构造圈闭的组成部分。例如坨—胜—永断裂伴生构造带，沿胜北、永北断层下降盘分布着坨庄、胜利村、永 12、永 2 等背斜构造和鼻状构造；滨南—利津断裂伴生构造带，沿滨南二级主断裂下降盘分布有滨 5、滨 8、利 7 等一串鼻状构造。油气以主断裂为通道，垂向运移到断裂两侧的局部圈闭内聚集起来。

主断裂两侧的局部构造，主要是断层下降盘的逆牵引构造和上升盘的异向断块，控制着油气富集。尤其是逆牵引构造，由于形成较晚，受断裂破坏较小，构造形态完整，所以圈闭范围内油气水关系相对简单；主要含油层系基本连片分布，形成块状油气藏。它们具有油层厚、含油井段长、富集程度高的特点。如胜利村构造上的东风 2 井含油井段为 1331.2～3503.0 米，长达 2172 米；永南构造的永 3～6 井油层单层厚达 46 米；胜利村构造平均每平方公里的地质储量高达 498 万吨。该带以多层系构造—断块圈闭为主，地层—岩性圈闭为辅，是目前济阳坳陷含油最丰富的构造带。

2.塑性拱张背斜带

本带通常称为凹陷中央隆起带，是由若干个断裂伴生、塑性拱张构造所组成。这种类型的构造带分布于始新统塑性盐膏层发育区。其特点为：

1）具“先隆后断、边隆边断”的发育历史，断层、断块发育，构造面貌复杂，但仍具背斜构造的轮廓。局部构造以塑性拱张和断裂伴生两种因素所形成。东营凹陷中央背斜带是由郝家、现河庄、东营、辛镇等背斜及一些鼻状和断块构造所组成。早在沙三段沉积时期该带已初具背斜形态，呈东西向延展，分隔了当时的六户洼陷和坨庄—胜利村洼陷，此后，发生了断裂。到沙一段沉积时期，该带东西向主断裂的作用已很明显，呈东西向的地堑面貌，并继续发育到晚第三纪。这便是先隆后断的发育历史。据统计，东营凹陷中央背斜带的 76 条断层中，有 52 条是在沙一段时期及其以后产生的，这就是边隆边断的过程。仅东营、辛镇两个背斜构造，即被 210 条断裂切割为 180 余个断块，平均每块的面积不到 1 平方公里，最大的营 8、营 4 断块的面积也不超过 5 平方公里。断块区的升降造成地垒、地堑相间排列的错综景象。但总的来看，构造带始终保持着背斜带的基本轮廓。如东营背斜、辛镇背斜等早期是背斜，后期发生断裂，边断边隆，隆而又断的型式。郝家背斜、现河庄背斜等早期是背斜，后期衰退，被断裂复杂化，结构不对称，背斜形态呈不完整的型式。

2）油气整带聚集，多块含油，贫富不均；多含油层系，多油藏类型，多油水系统，叠合连片。背斜带为早期隆起，使油气聚集以带为背景，因而含油十分普遍。如东辛油田，由于断裂多期活动，使背斜构造形态遭到多次破坏，引起油气多期聚散，造成油水关系复杂，断块贫富不均。对局部构造来讲，背斜形态仍保持较好，如东营背斜、辛镇背斜油气仍较富集。后期衰退的构造，如郝家背斜、现河庄背斜，含油差异较大。由于背斜带隆起较早，对周围的沉积环境和油气运移长期施加影响，又经多次断裂变动，形成了多种类型的油气藏。例如东营中央背斜带就发现了砂岩透镜体油气藏、构造油气藏、断块油气藏、馆陶组的次生油气藏等。各种油气藏的控制因素不同，因而造成多含油层系，多油藏类型，叠合连片的局面。

3.断裂构造带

本带是在构造背景上的1～2条主干断裂和与断裂伴生的一系列局部构造（逆牵引构造、断鼻、断块）共同组成。如临邑、垦利、渤海农场等构造带。

现以临邑断裂构造带为例叙述如下：该带将惠民凹陷西部分为临南洼陷和磁镇洼陷。它西起肖庄鼻状构造，东到商河鼻状构造，自西向东延长78公里，宽10～15公里，面积约900平方公里。始新世末—渐新世早期形成的北东东向临邑二级大断层横贯该断裂构造带。临邑断裂的形成和发展不仅控制惠民凹陷西部构造的格局，且严格控制着临邑断裂构造带的成长。自早渐新世以来，临邑断层上升盘形成东西两个相对应的鼻状隆起，即盘河与商河—商一区鼻状隆起。盘河鼻状构造（实为古背斜）又为一系列南掉断层切割成若干个断块区（盘1、2、7及临13断块区）。上述若干个断块区的下第三系各组段皆不同程度遭受剥蚀而缺失。临邑断层下降盘发育一系列逆牵引构造和鼻状构造，自西向东有肖2鼻状构造、唐庄鼻状构造，马寨、大芦家、田家、商2区、商3区等一系列逆牵引构造。该带实际上由两部分组成，即上升盘由断层切割的鼻状隆起组成，下降盘则由一系列逆牵引构造和鼻状构造组成。该带圈闭类型处于上升盘者为多层系反向屋脊断块组成；处于下降盘者由构造断块、断块组成。于该带中已找到七套含油层系及临盘、商河、玉皇庙三个油田。

4.断裂带

本带是由1～2条一、二级断层，通常是控制凹陷边界的一级断层和与其伴生的局部构造（断鼻、断块及潜山头）形成1～2个台阶所组成，有时亦有潜山背景。这些局部构造的形成决定了它们多分布于凹陷的陡坡边缘，也有的分布于一些潜山披覆构造带主干基底断裂下降盘。该类构造带共有8个，如高青—平南、义东、孤南、孤北、埕南、盐场、阳信北与磁镇北等，其形态、规模大小亦不尽一致，其特点有三：

1）因济阳坳陷的各个凹陷与周围凸起的接触关系都是南缓北陡，所以此类构造带都分布在凹陷的北边缘和西北边缘。在一级断层的下降盘一侧，沿凹陷北和西北边缘呈狭长的南倾陡坡。在伴生有二级断裂时，便呈二台阶状。

2）沙四—沙三沉积时期，特别是沙四沉积时期，凹陷北侧的凸起遭强烈剥蚀，大量碎屑物质堆积在该带，常呈洪积扇或洪积裙的粗相带，由于上覆岩层压实作用的差异，形成一系列向南倾没的鼻状构造。

3）由于一级断层封闭性差，该带含油不丰富，如埕南断裂带就是如此。但个别的含油也较好，如义东断裂带。该带展布于义东断层下降盘。其东部为四扣洼陷；西部以断层与义和庄凸起相隔；南部向西南逐渐尖灭与邵家西断层相交；北部逐渐变窄与义东断层相交。该带北部与南部发育情况不同：北部是沿义东大断层的下降侧，由早第三纪发育起来的一系列水下冲积扇，这些水下扇呈裙状展布（也可称水下冲积裙），长10公里，宽2公里。后期的构造变动使平行主断层又发生次级断层，形成断阶或称二台阶。这里从沙四段到沙一段都见有油层，形成以断层遮挡的岩性圈闭，现已开发的义东油田就在该带北部。该带的南部沿义东大断层和邵西断层下降盘发育有一系列串珠状逆牵引构造和鼻状构造。这些构造中沙四段石灰岩、礁灰岩都是良好的圈闭；局部也有二台阶，可形成古生界风化壳残丘圈闭；已发现的邵家油田即在此带的南部油气富集区。

5.断裂阶状构造带（简称断阶带）

本带发育在凹陷缓坡一侧，位于斜坡向深洼陷过渡的转折地带，往往被数条走向断层所切割，形成两个以上的、向凹陷中心节节断落的台阶，称断裂阶状构造带，简称断阶带。它具如下特点：

1）断阶带是在前第三系古地形控制的斜坡基础上形成的。局部存在沙河街组沉积早期形成的鼻状构造，成为油气聚集的背景。这些鼻状构造后期逐渐衰退变成单斜。如东营凹陷的陈官庄—王家岗断阶带就是一例。

2）因断层多为走向断层，构造面貌较单调，圈闭构造主要是断裂伴生构造和断裂鼻状构造。断裂伴生背斜一般形成于沙河街组沉积后期，产生在低台阶的下降盘。由于这里的同生断层断距一般不大，仅二、三百米，这些断裂伴生构造都是低幅度，小面积的（表1-4-8）。鼻状构造多形成于沙河街组沉积早期，后被断层复杂化。例如车镇凹陷的曹庄断阶带王家庄（车5井）鼻状构造，形成于沙三段沉积前，后被断层切割，但仍保存了鼻状构造形态。

表1-4-8　断阶带局部构造统计表

断阶带名称	断裂伴生构造名称	构造类型	牵引层位	主要形成时期	幅度 (m)	面积 (km^2)
陈官庄—王家岗	王家岗（通61）	背斜	E_3s_1	E_3d	30～50	3
陈官庄—王家岗	陈官庄	鼻状	E_3s_1	E_3d		
博兴	东官庄	背斜	E_3s_1	E_3d	25～50	
曹庄	曹庄（车1井）	背斜	E_3s_1	E_3d	25～30	3

3）断阶带位于斜坡带向深洼陷过渡部位，受古地形控制，所以往往也是岩性变化带。如陈官庄—王家岗断阶带正是石灰岩或碎屑灰岩变为白云岩的岩性变化带，可能形成好的岩性封闭带，有利于油气的聚集。

6.断鼻带（断裂鼻状构造带）

本带受基底隆起所控制的继承性发育的大型鼻状构造被断裂复杂化而构成的构造带。也有个别断鼻带基底并无隆起显示，仅在始新世末才形成隆起，尔后在渐新世时期又继续发育，如沙河街和林樊家断鼻带等。济阳坳陷共划分有纯化—草桥、罗家、下洼、大王庄、沙河街、林樊家六个断鼻带。其特点是:

1）断鼻带大部分发育在凹陷边缘缓坡一侧，在基岩鼻状隆起的背景上继承性发育而成，一般在布格重力异常图上也有显示。

2）构造先隆后斜，多老断层，多沉积间断。以纯化--草桥断鼻带为例，在沙河街组沉积早期鼻状隆起特征明显，形态完整，幅度大；沙河街组沉积晚期鼻状构造明显衰退；到晚第三纪，鼻状构造特点完全消失而变为单斜。随着古鼻状隆起的发育，伴生的断裂产生时期早，活动时间短、结束时间早、继承性活动到晚第三纪的甚少。对纯化镇断鼻带较可靠的25条断裂的分析结果见表1-4-9。

由表1-4-9中可以看出，多数断裂产生在沙三段沉积时期，活动在沙三、沙二段沉积时期，与该断鼻带的主要隆起时期完全一致，表明断裂与鼻状隆起有成因联系。由于断鼻带一般有相对较高的古地形，在地质时期中水进水退极易波及到这些地区而造成局部沉积间断，特别是构造带根部尤为明显。

3）古地形控制地层分布和相带分区。鼻状构造轴部地层薄，向翼部加厚。这在地层等厚图和构造翼部与轴部地层厚度比值上都有清楚的显示。由于鼻状隆起发育早，所以它们明显控制着沙四段相带的分布。例如罗家断鼻带，从鼻根到鼻尖依次划分出碎屑岩区、粒屑灰岩区、隐晶灰岩区和膏岩区。鼻状隆起的围斜部分有砂岩透镜体分布，如纯化镇的纯41井区就是如此。纯化—草桥断鼻带的沙二段在根部为砾岩、含砾砂岩，向尖端变为粉细砂岩。沙一段在根部也为砂砾岩，与沙二段连成一体，向鼻尖渐变为砂岩、生物灰岩及泥岩、油页岩等。可见由于古地形条件的差异，断鼻带各层段的储集层岩性从根部到尖端具有一定的变化规律。

表1-4-9　纯化镇断鼻带断裂分析表

断裂时期	沙四	沙三	沙二	沙一	东营	馆陶	备注
新生断裂数	4	14	5	0	2	0	合计25条
继承性活动数	4	18	19	4	4	1	包括新生的和继承性活动的

4）多套含油层系、多种圈闭类型。断鼻带的根部储集层发育，沉积间断多，还有晚期活动的断裂，因此，具有形成多含油层系的条件。总的来讲，从鼻尖到鼻根，含油层系逐渐抬高、增多。就圈闭类型来讲，鼻尖处常有断裂伴生构造，鼻梁上多断鼻和断块圈闭，鼻根处可找到地层超覆不整合圈闭，两翼是砂岩上倾尖灭的好地方，因此形成了构造、断块、地层超覆等多种类型的油气藏。关于济阳坳陷第三系构造带的详细划分，参见图1—4—16和表1—4—7。

（二）洼陷和向斜带

1.洼陷与向斜的区别

(1) 洼陷　是凹陷内次一级负向构造单元，在凹陷接受沉积时是负向构造，是始新—渐新世箕状断陷（个别为不对称地堑式断陷）的沉降中心，也是沉积中心，通常都是前三角洲相带，部分为三角洲前缘相中下部，处于还原环境，是良好的生油区。一般受北东—北北东向或近东西向的一、二级断层所控制。根据各箕状凹陷的形态特点，以及对第三系沉积相等的研究，将济阳坳陷划分了9个洼陷，其展布情况是：东营凹陷的利津、博兴洼陷；惠民凹陷的临南、阳信洼陷；车镇凹陷的套尔河、郭局子洼陷；沾化凹陷的四扣洼陷、孤北洼陷（曾称为桩西洼陷或埕南洼陷）与孤南洼陷等。

(2) 向斜　也是凹陷内次一级的负向构造单元，位于构造带之间，是构造变动的结果。它既不是典型的沉降中心，也不是沉积中心，是位于正向构造带之间的负向构造单元。它与邻近的正向构造单元一样，是在早第三纪箕状断陷发展阶段中逐渐形成的负向构造单元。根据对第三系沉积相的研究，以及其所处的构造位置，认为济阳坳陷中有以下一些向斜：如东营凹陷的民丰、牛庄、羊口、花沟西向斜；惠民凹陷的磁镇、里则镇向斜，沾化凹陷的流钟、富林、三合向斜与渤南向斜。

如前所述，洼陷与向斜是有差别的。洼陷就其构造形态而言也可以是向斜，而向斜则绝

不具洼陷的发育特点。二者都是凹陷中次一级负向构造单元，通常都不存在局部构造，一般认为仅是供油区。因此，对洼陷与向斜这类负向构造单元尚未进行过深入研究。

2.划分洼陷和向斜的意义

近年来在凹陷的向斜内找到了由地层—岩性圈闭形成的地层—岩性油气藏，突破了洼陷或向斜为找油禁区的传统概念，因此，对洼陷"向斜"带才开始重视。目前对洼陷的勘探程度尚低，地震地层学研究也仅局限于个别的洼陷或向斜，迄今对洼陷"向斜"带的认识尚属肤浅。总之，研究洼陷"向斜"带，既有理论意义也有现实意义。研究洼陷的发生发展对了解凹陷与坳陷的发育史和重力流形成的各类砂体，指导寻找岩性油气藏是有实际意义的。处于有利地层岩相带的向斜，如东营凹陷的牛庄向斜中则有下第三系（沙三段中下部）多套地层—岩性圈闭，在向斜边缘则有复合圈闭。

（三）斜坡带

斜坡带也称单斜带，从凹陷整体来看，斜坡带也应是箕状凹陷内的第三系正向构造带。但它与第三系构造带在成因上有区别。因此，未将斜坡带归属上述第三系构造带之中。斜坡带是箕状凹陷内第三系各组段产状呈区域性的单斜，即地层呈区域性向凹陷中央倾斜。多数斜坡带的构造形态受基底形态所控制。斜坡带通常都分布于各箕状凹陷的缓坡，即位于断阶带之外侧。其特征为:

1）斜坡带位于箕状凹陷边缘，受基岩古地形控制，第三系各组段在沉积上往往是层层减薄、超覆、退覆或剥蚀尖灭，易形成地层超覆与地层不整合圈闭。

2）第三系盖层构造形态一般比较简单，即在斜坡背景上存在一些不大的鼻状隆起构造与小型的第三系披覆构造。

3）斜坡带在潜山剥蚀面之上存在第三系地层圈闭，如地层超覆、地层不整合圈闭；在潜山剥蚀面以下则存在潜山圈闭，如残丘与断块山等。因此斜坡带实际也是多层、多类圈闭所组成的复式圈闭带，但以第三系地层超覆与地层不整合圈闭为主，故也称之为超覆不整合带。

4）地层倾角缓、埋藏浅、水淡、油稠，基本是低产。斜坡带地处凹陷边缘，地层埋藏浅，倾角小，地表水长期不断渗入，造成地层水矿化度普遍偏低，原油受氧化变稠变重，所以油藏一般都是低产的稠油。

济阳坳陷共划分有8个斜坡带，如郑家—盐家、金家—柳桥、王家道口、四合村—益林、虎滩嘴、宗王庄—西黄、夏口与阳信南等。

（四）潜山披覆构造带

1.成因

潜山披覆构造带是一种在潜山古地形基础上发育起来的构造带。潜山是由前第三系构成，并受基底断裂的控制，在新生代沉积过程中逐渐埋藏于地下而形成。即中生代燕山运动所形成的块断山经剥蚀后发育起来的。早第三纪渐新世箕状断陷阶段是潜山披覆构造的主要形成时期，其最终定型期在晚第三纪中—上新世时期，其展布规律严格受中生代燕山运动Ⅱ幕形成的基底断裂所控制。潜山披覆构造带由两部分组成，即由潜山剥蚀面以上的第三系披覆构造与潜山剥蚀面之下的块断山或潜山所组成。第三系披覆构造形态多受潜山剥蚀面形态所控制，尤其是邻近潜山剥蚀面的第三系，向上披覆构造幅度逐渐减小以至消失；潜山剥蚀面以下的潜山多为断层切割的单面山或断块山、断褶山。组成潜山的地层视其剥蚀程度的差异而有差别。潜山形成后抬升剧烈地层遭受强烈剥蚀，组成潜山的地层时代则老，甚至为太

古界；反之则保存地层多，组成潜山的地层时代新。所有的构造带中以潜山披覆构造带的圈闭类型最为齐全，即在第三系不整合面以下有多层、多类结构的潜山圈闭，如多层结构的断块山、断块山内幕圈闭、石灰岩深部溶蚀带圈闭、石灰岩洞穴型圈闭等。在潜山剥蚀面以上的较低部位，可形成地层超覆圈闭；在较高部位形成披覆构造圈闭，也称盖层披覆构造圈闭；在长期活动的断层下降盘则有一系列构造圈闭；邻近潜山披覆构造的向斜或洼陷边缘则存在复合圈闭。因此潜山披覆构造带是典型的由多层多类圈闭所组成的复式圈闭带。

2.类型

按潜山剥蚀面以上展布地层不同、潜山埋藏深度不同、第三系以下地层出露情况或保存情况等，可划分出不同类型的潜山披覆构造带。为了生产上使用方便，并顾及以往的分类基础，按照组成披覆构造的地层分为两种类型：

(1) 下第三系潜山披覆构造带　潜山由前第三系组成，披覆地层为下第三系渐新统。由于潜山剥蚀面以上的第三系湖相泥岩较发育或有较致密岩层的存在，盖层条件较佳，易于在下第三系不整合面之下形成多种圈闭，如风化壳残丘、断块山内幕、石灰岩深部溶蚀带、石灰岩洞穴型圈闭等；在潜山剥蚀面以上，翼部有地层超覆圈闭，较高部位形成披覆构造，主断层下降盘则有一系列断鼻、断块等。该类型如桩西—五号桩—孤东、义和庄东部（凸起东部）、仁风等潜山披覆构造带，它们多分布于凹陷内部—凹中山与凹陷边缘基底断层的上升盘。现以桩西—五号桩—孤东下第三系潜山披覆构造带为例：它处于孤北、孤南及桩东三洼陷之间，由桩西潜山披覆构造、五号桩潜山披覆构造及孤东潜山披覆构造等组成，呈北西—南东向延展。

1) 孤东潜山披覆构造，位于垦东凸起之西，孤岛潜山披覆构造带之东，五号桩潜山披覆构造之南，孤南洼陷的东北部，属于继承性复合构造。其下部为前第三系构成的潜山，地层有古生界、中生界，特别是中生界大面积分布，就是最高的山头也有中生界残存。其上除东北部由于北东向断层抬升过高，造成局部缺失沙三段外，沙三段是大面积超覆，特别是沙一段和东营组是全区超覆，上第三系为大面积的坳陷沉积。形成了既继承中生代燕山运动形成的基础，又受喜马拉雅运动改造的复合构造，也是以前第三系残丘和内幕、下第三系超覆和岩性、上第三系背斜和断块等叠加所形成的圈闭。现已发现孤东上第三系披覆构造大油田。

2) 五号桩潜山披覆构造，其东部为桩东洼陷，西以断层与桩西洼陷（孤北洼陷的东部）分界，北部可能是以北东向断层与桩西潜山披覆构造相隔，南以北西向断层与孤东潜山披覆构造为界。该潜山披覆构造属继承性复合构造，与孤东潜山披覆构造相似。前第三系钻遇有古生界、中生界。古生界为北东倾的单面山，中生界在全区大面积展布，其构造面貌尚不清楚。下第三系除桩 11 井一带之外，沙三段大面积超覆，而沙一段和东营组全区广布，上第三系为大区域坳陷沉积。T_2、T_1 地震反射层构造形态相似，为继承性披覆构造，是一个古生界、中生界、新生界复合构造，形成以前第三系残丘、内幕，下第三系以沙三段超覆、岩性、沙一段构造—岩性以及上第三系披覆构造等圈闭，现已有五号桩和长堤油田。

3) 桩西潜山披覆构造，其东部和东北部为桩东洼陷，西部和西北部以北东向断层与埕北洼陷相接，南和西南部以北西西向断层与桩西洼陷（孤北洼陷一部分）分界，东南部为前述的五号桩潜山披覆构造。该潜山披覆构造属复合式构造。从钻遇地层及地震资料分析，前第三系构造异常复杂，如泰山群为复式褶皱；古生界寒武系和奥陶系也见有倒转褶曲；还见到太古界泰山群逆掩在寒武系之上、寒武系逆掩在奥陶系之上、寒武系逆掩在中生界之上等

复杂现象。下第三系以超覆形式展布在前第三系古地形之上，从高点向翼部沙三段明显增厚，岩层倾角向翼部加大，而沙一段和上第三系是大面积展布的继承性披覆构造。这说明经过泰山运动，泰山群变质岩系呈复式褶皱，侏罗纪之前古生界寒武、奥陶系发生褶皱倒转，燕山运动早期造成包括中下侏罗统在内的褶皱，燕山运动中晚期发生了强烈的断裂变动，中基性火山岩系大面积分布和发生逆掩断层等，将该带前第三系改造成非常复杂的构造。这与孤东、五号桩潜山大不相同，致使该潜山披覆构造形成以泰山群风化壳残丘、古生界风化壳及内幕、中生界残丘、沙三段地层超覆和岩性、沙一段构造—岩性、上第三系披覆构造等圈闭为主的复式油气富集区。目前在该潜山披覆构造的泰山群、古生界、中生界、下第三系等都获得了工业性油气流，并已找到了桩西油田。

(2) 上第三系潜山披覆构造带　潜山由前第三系组成，潜山的披覆地层为上第三系，翼部存在较薄的下第三系东营组、沙一段。由于中新统馆陶组为河流相沉积，砂砾岩多，作盖层条件较差，对形成与潜山风化壳有关的断块山圈闭可能不利。但上第三系披覆构造为大型披覆背斜，上新统明化镇组厚层泥岩大范围分布为区域性盖层，且中新统馆陶组河流相沉积的泛滥平原亚相以泥岩为主也是局部性盖层，因此上第三系本身可形成一套完整的储盖组合。此种类型的潜山披覆构造亦为多层、多类圈闭复式聚集带，但就层系与类型而言，毕竟较下第三系披覆构造带少。以孤岛上第三系潜山披覆构造带为例：它位于孤北和孤南洼陷之间，是继承性复合构造带，其下部为前第三系组成的潜山带。该带三面被北东—北东东向的孤北断层、孤南断层和北西向的孤西断层等切割成地垒形断块山。它是由于燕山运动抬起成山，使前第三系遭到强烈的剥蚀，形成第三系与不同时代的较老地层呈明显的角度不整合接触。从东向西渤 12、10 井第三系之下为上侏罗统砂岩和火山岩系，孤古 13 井之下为中下侏罗统含煤系地层，再向西孤古 15、渤 2 井第三系直接覆盖在石炭—二叠系之上，到该潜山带的主峰古 1 井，在第三系之下为奥陶系，是一个遭受长期剥蚀的古潜山。第三纪早期，该潜山带处于缓慢下降，接受了厚度不大的第三纪沉积，并且逐层超覆。中新世起，整个山头明显下降，接受了千余米的晚第三纪和第四纪堆积，这与前第三系的分布特点形成明显的对照。

孤岛潜山带为前第三系向北东倾的单面山，第三系构造就是在此基础上发育所成。从各层构造图、等厚图明显看出，它们的形态、高点位置是一致的或基本一致的，其构造发育的继承性也是明显的。其中一点差别即 T_{g1} 为一单斜构造，而第三系为背斜形态，它既是继承性的又是受后期构造变动改造的复合构造带。该带在构造上变化的主要特点是：由老到新，其构造幅度变小、地层倾角变缓，如前第三系为 15°左右；下第三系 2°～3°，很少超过 5°；上第三系 1°左右。孤岛潜山带上覆的第三系为披覆构造，它是由于第三纪沉积地层的差异压实作用而形成的。该带主要以背斜、断块、岩性及潜山残丘、内幕等圈闭为主，现已开发的孤岛油田，就属该潜山披覆构造带的大油田。

综前所述，所有构造带都是由多层、多类圈闭所组成的复式圈闭聚集带，尤以下第三系潜山披覆构造带最为典型。由于各箕状断陷的结构不尽一致，因此各凹陷内构造带分布也是有差异的。如开阔的东营凹陷第三系构造带类型齐全，以大型的第三系构造带为主，且多分布于凹陷的内部；潜山披覆构造带则分布于凹陷边缘，且一般为中—小型。分割性强的不开阔的箕状断陷，如沾（化）—车（镇）凹陷内第三系构造带类型不齐全，没有塑性拱张背斜带，缺乏大型的断裂伴生构造带，且多分布于凹陷边缘；潜山披覆构造带则分布于凹陷内部至边缘部位，且多为大型的潜山披覆构造带。

第五节 构造与油气分布的关系

油气聚集的因素是综合性的，这里仅就构造变动与油气富集的关系进行初步分析。首先，由于构造变动，形成地层不整合或沉积间断，它们可作为油气运移的通道，油气也可富集在地层圈闭中，形成地层不整合油气藏；其次，形成各种类型的构造圈闭，进而形成各种构造油气藏；断裂可遮挡油气和作为油气运移通道，形成各种断块油气藏。断裂控制了济阳坳陷的形成和生油洼陷的发生和发展，断裂伴生构造及其他断块圈闭的形成，油气的运移、聚集，特别是向潜山的运移和聚集，都离不开断层。因此，要寻找油气藏，首先要研究断层，先搞清一、二级断层的展布和作用，区域构造就清楚了。当然，在局部地区的勘探中，还要搞清三级和更低序次的断层。

本区经过多期构造变动，但油气的生成、运移和聚集过程都发生在燕山运动二幕以后，现按构造层和亚构造层简述油气藏形成条件。

(一) 泰山群构造层

该构造层没有生油岩系，属基底构造变动阶段。在地质历史时期中，经过燕山运动抬升的块体遭受剥蚀形成残丘山；它们又经喜马拉雅山运动与生油层接触，可形成风化残丘油藏，如滨 233 井区、王庄油田等。

(二) 寒武奥陶—石炭二叠系亚构造层和下中侏罗统亚构造层

目前虽未发现生油层，但石炭二叠系和中下侏罗统有分布广泛的含煤地层，产生煤成气的可能性不容忽视。该构造层是地壳振荡运动阶段的产物，其构造除局部有宽缓的背、向斜外，主要是燕山运动和喜马拉雅山运动时期形成的一些断块山。这些被抬升的寒武、奥陶系碳酸盐岩块体，遭风化溶蚀形成残丘山、岩溶带和缝洞，以及由断裂变动产生的缝隙等，是潜山油气藏的主要储集空间。位于走向断层与油源断层交汇处的潜山块体，往往成为古潜山油气藏的富集区或富集块。而石炭二叠系和中下侏罗统的碎屑岩，作为潜山油气藏的储集层就大为逊色了。

(三) 上侏罗统—白垩系构造层

目前仅在高青凸起和惠民凹陷的高部位钻遇下白垩统暗色砂、泥岩，目前缺乏分析化验资料。但根据区域地质资料分析，下白垩统暗色地层可能是个生油层。因此，惠民凹陷还有找到中生界和深层油气藏的可能性。该构造层属断陷充填沉积，除有宽缓的背、向斜外，断裂变动是主要的运动型式。因此，本构造层应以寻找断块油气藏为主，在其上升块体顶部还可寻找风化壳残丘油气藏。

(四) 下第三系构造层

该构造层经历了喜马拉雅运动济阳幕和东营幕，造成了沉积间断和局部不整合。在一个构造幕期间，地壳颤动频繁，形成了沙四段、沙三段、沙一段和东营组等四套生油岩系，其中沙三段为本区主要生油岩系。在该构造层发育了多种类型的构造圈闭，是油气富集的良好场所，这些局部构造是过去 20 余年来的主要勘探对象。

(五) 上第三系构造层

该构造层没有生油岩系。喜马拉雅山运动第二幕（东营幕）造成上、下第三系间的区域不整合。局部地区可找到地层不整合油气藏，但主要应寻找上第三系披覆构造油气藏，如已开发的孤岛、埕东油田。

上述各构造层中，构造油气藏与潜山油气藏所提供的储量，占目前勘探储量的 80%，它们与非构造油气藏储量之比是 4∶1。

第五章　沉　积　相

山东省境内的地层在纵向上自太古界至新生界第四系除个别层系外皆有分布。但由于平原地区第四系的大面积掩盖，其中古生界乃至中生界难以观其全貌，进行面上的相分析，仅根据已有资料进行概略地研究记述。

中新生界（主要为新生界）主要分布于几个沉积坳陷区，进行了不同程度的石油勘探开发工作，积累了大量资料，但由于坳陷大小、工作程度的不同，在沉积相的研究分析上也有详略深浅的差异，以下将视不同情况予以记述。

山东省境内的中、新生代沉积可分为三个大区（图 1−5−1）。

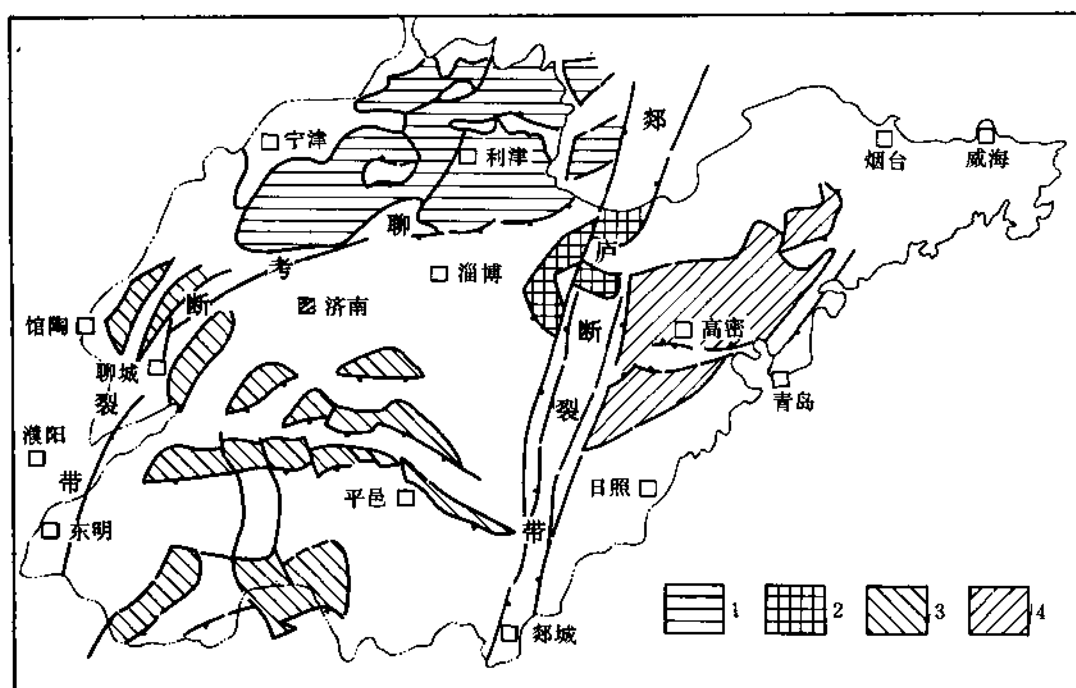


图 1−5−1　山东省境内中新生代沉积坳陷分布图

1—济阳坳陷；2—昌潍坳陷；3—鲁西南诸凹陷；4—胶莱坳陷

东部区，即胶莱坳陷，位于郯庐断裂带以东。胶莱坳陷基本上只有中生代沉积，第三系微不足道；白垩系基本上为酸性火山岩及火山碎屑岩；侏罗系以红色山麓堆积与河湖相沉积为特征，较深湖相沉积层段集中，厚度不大，面积较小。

中部区，即聊考断裂带与郯庐断裂带之间的地区，包括济阳、昌潍两个坳陷和鲁西南诸凹陷，以第三系湖相沉积为主。该区北部经历了三次大规模河湖相沉积期：稳定断陷期，湖广水深，生油沉积巨厚；充填回返期，河流三角洲沉积广泛发育，尤其是沙三上至沙二段、

东营组及馆陶组三个时期，河流三角洲相碎屑岩储集层广泛发育；稳定充填坳陷期，即明化镇组沉积期，盖层沉积巨厚，分布范围广泛，形成了配置良好、厚度巨大的生、储、盖组合，为山东境内主要油气富集高产区的形成奠定了基础。

西部区，即聊考断裂以西，包括临清坳陷的莘县凹陷及德州—冠县凹陷。这两个凹陷发育早（从三叠纪开始接受沉积），但湖盆小，水浅，红色沉积特别发育。

第一节　古生界、中生界沉积相概述

一、古生界沉积相

（一）下古生界沉积相

该区下古生界是在太古界花岗片麻岩基础上发育的一套稳定地台型海相沉积岩系，以碳酸盐岩为主，其次为粘土岩和碎屑岩。粘土岩和碎屑岩主要在下古生界底部，向上减少，中、上部主要发育各种类型的碳酸盐岩。根据古2井、义古30井、义古13井、义古17井等钻孔的系统取芯或录井资料，参考鲁西南下古生界露头剖面，根据岩石类型、岩性组合、沉积构造、生物化石等相标志进行分析，该区下古生界纵向上可划分5个沉积阶段。

1.下、中寒武统馒头组、毛庄组、徐庄组沉积阶段

该阶段岩石类型以碎屑岩、粘土岩为主，夹碳酸盐岩。

馒头组下部以灰色隐晶白云岩为主，夹硅质白云岩及紫红色页岩，白云岩含燧石结核。早寒武世晚期，在太古界长期风化剥蚀的背景上，开始了早古生代的海侵。起初地形起伏较大，海域不广，海水局限于小范围内，形成海湾、泻湖等近岸低能浅水环境的沉积。馒头组上部至徐庄组沉积了紫红色、暗紫色、灰绿色的页岩或粉砂岩、海绿石砂岩，并夹石灰岩或鲕状灰岩，属潮下低能局限海或水下浅滩沉积相。

2.中寒武统张夏组沉积阶段

张夏组以厚层鲕状灰岩为特征，鲕粒大，可达2毫米左右，鲕状灰岩中含三叶虫、棘皮动物碎片，属潮下带高能环境下的浅滩相沉积。

3.上寒武统崮山组、长山组沉积阶段

岩性组合以黄绿色页岩、泥质条带灰岩、竹叶状灰岩为特征，总的应属潮下低能局限海沉积相，但鉴于有具氧化圈的竹叶状结构，故有时也处于下潮间带环境。

4.上寒武统凤山组—下奥陶统冶里组、亮甲山组沉积阶段

岩性组合以浅灰色结晶白云岩为主，下部夹竹叶状白云岩，上部含燧石结核白云岩。根据古2井薄片及古生物分析，白云岩中有多种交代残余结构、构造，包括残余颗粒、残余生物、残余内碎屑、残余细脉构造、残余层理。粗晶白云岩晶体可切割各种颗粒及构造的边界，古生物化石见腕足类、棘皮动物、三叶虫、牙形石等，均为正常海潮下带的生物类型。由此可见，本段白云岩为次生交代成因，其原岩属潮下带沉积相，并有潮下高能环境下的浅滩相沉积。

5.中奥陶统下马家沟组、上马家沟组、“八陡组”沉积阶段

按照碳酸盐岩组合类型、生物化石、沉积构造等特征，该区下马家沟组、上马家沟组、“八陡组”在纵向上表现为三个沉积旋回，每一个旋回都以潮上带开始，以潮下带结束。

三组地层的下部都是以黄灰色泥质白云岩夹角砾状灰岩为主，不含化石。据古2井薄片分析，白云岩大部由微晶及泥晶白云石组成，混有较多的泥质或粉砂，说明沉积区为与陆源

相连接的碳酸盐台地。在"八陡组"及上马家沟组底部的白云岩中，多见硬石膏假晶及方解石化的石膏岩夹层，说明这类白云岩应为与蒸发岩共生的原生白云岩。常见的沉积构造有断续和连续的不规则纹层和水平层理，具微冲刷和鸟眼构造、角砾状构造及干缩缝。这类岩石所反映的沉积环境为：气候干燥、水流循环性差、蒸发作用强、含盐度高、有周期性的沉积间断和干化作用，为潮上带及潮间带沉积相。

三组地层的中、上部都以深灰色石灰岩、含燧石结核灰岩、豹皮灰岩为主。"八陡组"上部由于受中奥陶世后期地壳上升遭受剥蚀的影响，其残余岩层厚度各地有异。三组地层的中、上部都含丰富的化石。大部分石灰岩含异化颗粒较少，以泥晶方解石基质为主，属于静水间歇搅动和弱搅动水体的沉积。生物化石为广海型动物化石，薄片中见三叶虫、棘皮动物、腕足类、头足类、海绵骨针等，古生物分析见牙形石、介形虫、腹足类等。在含生物化石的石灰岩中，泥砂等陆源物质很少，为"清水沉积"，属潮下带广海低能环境沉积相。另外，根据牙形石属种类型，该区中奥陶世古气候应属于热带到较暖的温带，与北美中部大陆区、西伯利亚、朝鲜北部、澳大利亚一带的气候是一致的。

（二）上古生界沉积相

中奥陶世末期，华北陆表海大规模水退，形成了华北古陆。大约经历了一亿多年的剥蚀期，直至石炭纪中、晚期，海水才先后从北方太子河流域和南方苏皖一带入侵，使本区长期遭受剥蚀夷平的古陆成为华北滨浅海的一部分。当时古气候温暖潮湿，滨海沼泽相含煤碎屑岩十分发育，成为主要的沉积类型，并大约六次出现正常海相环境。海侵强度和规模以中石炭世较强烈。使本溪组的石灰岩以横向分布较为稳定，本溪组和太原组含三层产棘皮、珊瑚、有孔虫和蜓等暖水型浅海相生物的石灰岩层。惟前者棘皮动物较多、软体动物化石和陆缘粉砂较少为特征。

石炭纪末期，海水完全退出，北部和东部分别为高原和山地围绕，进入了华北内陆开阔盆地碎屑岩沉积期。二叠纪早期气候仍然潮湿多雨，含煤沼泽碎屑岩相和铝土质泥岩十分发育；晚期气候干旱，上石盒子组沉积期普遍发育了半干旱气候条件下的石英砂岩和灰紫色、黄绿色碎屑岩沉积；末期，石千峰组完全被紫红色河流相碎屑岩沉积所占据。

二、中生界沉积相

三叠纪时，印支运动使该区成为华北高地的一部分，缺失沉积。侏罗纪早期，联合古陆开裂，海水入侵，全球性气候又转潮湿，该区虽未遭海侵，但形成了一系列山间断陷盆地湖沼相含煤碎屑岩沉积，其中的砂质岩以近物源堆积的岩屑砂岩为主。侏罗纪中期，古气候变干，紫红色河流相粗碎屑岩成为主要沉积物。此外，伴有少量泥云质湖相沉积。侏罗纪晚期—白垩纪早期，本区地处华北高地，属北方潮湿暖温带和华南半干旱亚热带之间的过渡型气候，火山活动增强，以山间断陷盆地中堆积的灰色湖相碎屑沉积和中基性火山岩、凝灰岩为主。晚白垩世时，干旱气候带扩大，成为半干旱气候带的一部分，红色河流相碎屑沉积发育，火山活动大幅度减弱，中基性火山岩仅零星分布。

第二节　下第三系始新统孔店组沉积相

一、地层特征

该区孔二段为深湖—浅湖—沼泽相沉积。从钻井剖面看，孔二段主要为暗色泥岩夹砂岩，局部见碳质泥岩、煤层和油页岩。但在桩深1井孔二段上部碳质泥岩发育，整个剖面的

色调为暗色，故称暗色段。

孔一段多为冲积相，局部可能有滨湖一浅湖相沉积。在东营、惠民和沾化凹陷为较厚的红色砂、泥岩互层，局部灰质含量高；东营凹陷在该期还有盐湖产物。孔一段剖面纵向上呈现下粗上细的特征，属河流—湖相沉积，初步分析其建造属红色建造—过渡型含盐建造。

孔店组沉积时处于中生代的断陷向断坳转化的初期，坳陷内地形高低悬殊，分割性较强，各凹陷受当时各自地质条件及沉积环境的影响，其孔店组的沉积剖面类型各具特色。

（一）东营凹陷

东营凹陷内仅有20多口井钻遇孔店组，且多数井分布在凹陷南部，但据钻井及地震资料证实，孔店组在凹陷内分布普遍，地层沉积厚度大，埋藏深。

在早第三纪孔店组沉积时期，平方王—纯化镇—草桥低隆起把东营凹陷分为北东、南西两个洼陷，沉积均较厚。东营北部洼陷的东风6井于3033.5～4104.0米井段，钻遇1070.5米厚的孔店组，其中孔二段厚156米（3948～4104米），岩性为灰绿色、灰色泥岩夹粉细砂岩。经鉴定，岩石的植物化石中被子类占46～64%，裸子类36～52%，蕨类很少，被子类中的无患子科、抚顺粉及裸子类中的雏囊粉为孔二段常见化石。该井孔一段厚823米，砂岩累计厚188米，单层一般厚2米，最大单层厚7.5米，砂岩总厚度占地层厚度的21.6%，可能是较有利的储集层。其上部地层为棕红色泥岩夹石膏泥岩，厚355米，是有利的盖层。从剖面上看，这是一套完整的生储盖组合。地震剖面上南、北两个洼陷中心部位的孔店组厚度均大于3000米。

南部洼陷以柳参2井为代表，该井于1401～3090米井段钻遇孔店组，厚1619米（未穿）。岩性上部以棕红、紫红泥岩为主，夹红色、黑色粉细砂岩；顶部玄武岩发育；中部主要是紫红色泥岩，夹薄层粉、细砂岩；下部地层的顶部有薄层灰质砂岩，岩性以黑色、红色泥岩夹极少薄层粉细砂岩。2680米以下岩性较粗，从上到下由砾岩、含砾砂岩、粗砂岩和棕红、灰色泥岩互层组成。

孔店组沉积时期，盆地呈明显的不对称性，东南部边缘地层较薄，最薄仅32米（草4井），缺失孔二段和孔一段下部，孔一段上部超覆在中生界之上。

东营凹陷孔一段沉积较粗，凹陷中心的岩性较细。郑家—盐家地区沙四段以下是一套砂岩，东风2井4300米以下为红色泥岩砂岩和砾岩。凹陷内部的东风6井为红色泥岩夹粉细砂岩，向上见石膏和盐岩沉积，属于沙四段盐湖的初期产物。

（二）惠民凹陷

惠民凹陷内已有十几口井钻遇孔店组。在凹陷东部的林1、2井及西部的肖1、盘深1井钻遇较厚的孔店组。林2井钻遇孔二段，厚542.5米，其中暗色泥岩厚205米，占地层厚度的38%，可能是较好的生油层。

在林2和肖1井见五图真星介组合，含小玻璃介、湖花介、拟星介、金星介等。孢粉为水龙骨单缝孢—无口器粉属—无患子科—桦科—杉科组合。

孔一段下部为红、棕、灰绿、灰白色粉—细砂岩夹薄层紫红、紫色泥岩。沉积中心偏北，向南地层变薄，呈明显的箕状。根据地震资料推测，沉积中心的厚度可大于4000米。南部的判参1井，孔一段厚530米，超覆在中生界下白垩统之上。

（三）沾化凹陷

该凹陷东北部孤北洼陷桩78井3806～4135米井段陆续见到五图真星介和昌邑金星介、孔店厚球轮藻。这套化石组合和惠民凹陷肖庄地区的孔二段化石组合，属孔二段标准化石。

该井孔二段厚161米，岩性以深灰色泥岩为主，夹少量薄层灰质砂岩，其中暗色泥岩累计厚135米，占地层厚度的83%；砂岩中含油，电测解释油层15.2米／2层，含油水层18.2米／2层。

综上所述，孔店组在济阳坳陷各凹陷中的分布和其岩性组合既有统一性，又互有区别，自成体系。

二、可能存在的沉积环境

在孔店组沉积时期，坳陷内大体存在两种沉积类型（孔三段情况不明）。

（一）湖泊相—沼泽相沉积期

该期对应地层为孔二段，以标2井1295～2469米井段为例。根据孢粉资料分析，孔二段的植物群所反映的气候应属于亚热带型——气候温暖而潮湿，多为湖泊—沼泽相。除沉积暗色砂、泥岩外，在惠民凹陷肖庄一带，还有煤及碳质泥岩沉积，可能属沼泽环境。该沉积期的产物在坳陷内分布局限，只在沾化凹陷的孤北洼陷、东营凹陷及惠民凹陷的中心部位有沉积，其余广大地区缺失孔二段。

（二）泛滥湖泊—冲积平原相沉积期

对应地层为孔一段，代表井为东风6井。该段化石较孔二段明显减少，孔二段沉积末期，地势升高，原来的沼泽和浅湖环境被破坏，加之气候变化，矮小短灌木类占优势。孢粉组合中麻黄粉占显著位置，其它还有风尾蕨，裸子类中以松科、杉科较多，被子植物中常见栎属和榆属花粉。仅在少数残留沼泽或低凹积水地周围，保持了少量原来的植物组合。

三、沉积相类型

济阳坳陷在孔店组沉积时期可能发育着以下沉积相类型。

（一）河流相

从砂岩的百分含量可看出孔一段沉积时期，东营凹陷和惠民凹陷的南部边缘有大小不等的砂岩体，说明在此时期，湖盆边缘有多条河流把大量的碎屑物质带入边缘地区而堆积下来。岩性是由砂岩、粉砂岩和泥岩组成的沉积序列，以红色为主。其中生物化石稀少，但潜穴较发育。砂岩中常含有紫红色泥砾和钙质结核，沉积构造主要有波痕层理、水平层理和均匀层理。有的可能为干旱气候下的间歇河流沉积。该相带主要发育在惠民、东营凹陷南部地带，多在孔一段沉积时期形成。孔二段在凹陷边缘也有发育。

（二）湖泊相

在孔二段沉积时期，济阳坳陷与渤海湾其它地区一样，处于温湿环境。各凹陷普遍发育大小不等的浅湖相沉积或积水的低洼地区。惠民凹陷中部的林1、2井、肖1井、盘深1井都有孔二段暗色地层，林2井孔二段厚542米，暗色层厚250米。沾化凹陷东部的桩78井，垂向剖面是以湖相暗色砂、泥岩为主的地层，厚161米，该段化石较发育，主要有昌邑金星介、五图真星介等。由此可以证明在孔二段沉积时期，惠民及沾化凹陷有湖盆存在，只因钻井资料少，对湖盆大小、湖体深浅的了解不详。

（三）沼泽相

沼泽相通常是由湖泊淤积或因洼地积水而成，多分布于地势平坦、气候潮湿地区。其特点是水体浅而停滞，植物极其繁盛，多含泥煤、油页岩或煤。惠民凹陷南部的曲1井，在孔一段沉积早期，有几层碳质泥岩沉积，说明当时这里地势低洼、积水以至形成了短期的沼泽相沉积。

（四）洪积扇相

孔店组沉积时期，坳陷与周边山地高差较大，沉积仍以近源剥蚀和充填为主，故粗碎屑均沿盆地边缘以冲积扇形式分布。沾化凹陷南部陈家庄凸起北坡的罗镇地区，孔店—沙四洪积扇规模较大，目前有多口井钻遇该砂砾岩体。罗10井钻遇砂砾岩体最厚，近400米，其上部有部分沙四段。此外还有罗24、罗古1、3、垦6、51等井，都钻遇较厚的砂砾岩体。岩性从下到上都是又红又粗的砂砾岩，夹少量泥岩。到目前为止，还没有井钻穿该扇体，所以该砂砾岩体的最大厚度不详。该洪积扇地层虽厚，但急骤向盆地内尖灭，从陈家庄凸起边缘向沾化凹陷内延伸只6公里、宽近20公里、面积约120平方公里，平面分布呈东西向，属规模较大的洪积扇。

(五) 水下扇

在孔二段沉积时期，惠民凹陷和沾化凹陷东部都有湖盆存在。推测在凹陷的陡坡一带发育有大小不等的水下扇砂岩体，如惠民凹陷北部。只因各凹陷边缘地区资料少，难以准确确定水下扇的位置及形态大小，有待今后进一步证实。

(六) 盐湖

当初的东营凹陷，由于地势低洼，靠海很近，时有海水侵入。孔二段沉积以后，整个济阳坳陷的气候由温湿转为干热，水体逐渐变小直至消失。在地势较低洼的东营凹陷北部洼陷，由于比较闭塞，沉积了较多的石膏，该洼陷中心偏东的新东风10井，有1260米厚(3440～4700米井段)的岩层都是红色、灰色泥岩和泥膏岩互层。该时期延续时间长，沉积了较厚的含石膏和盐岩的地层。盐岩和盐质膏层累计厚80米，还夹有多层泥膏岩。各种盐类的沉积厚度占地层厚度的50%以上。该套地层从上到下均含石膏脉及石膏团块。

石膏与盐的形成条件，除了温度外还有海水的含盐浓度，当浓度达到原来含盐度的3.3～4.8倍时，才有可能生成石膏。东营凹陷孔一段的膏盐沉积，说明当时水体盐度很高，很有可能超过正常海的盐度。该段属氧化浅湖相红色泥岩盐湖相沉积，并逐渐蒸发浓缩达到盐湖沉积的早期阶段。

第三节　下第三系始新统沙四段沉积相与礁相碳酸盐岩的分布

一、沙四段沉积相的纵向演化

济阳坳陷内各凹陷已钻遇的沙四段厚度介于950米(渤深1井)、1044米(坨深1井)到1134米(东风1井)之间。一般可以分为下、中、上三层。自下而上大体可归纳为间歇性盐湖相，稳定盐湖相、咸水湖泊相。

(一) 间歇性盐湖相

1.地层岩性特征

对应地层为沙四段下部(红层顶以下)的杂色含盐地层。在东营凹陷与沾化凹陷，该段地层厚千余米。底部为红色砂、泥岩互层，下部夹有盐岩石膏，上部为灰色、暗灰色及棕红色泥岩组成的杂色含盐段。该段盐岩层中含有较多的泥砾，泥砾含量占5%～25%，泥砾成分有硬石膏岩、灰色泥岩及条带状硬石膏质泥岩。砾石均来自地层本身。砾石直径1～2厘米以上，最大者可达12厘米。硬石膏砾一般略细，磨圆度较好。而由泥岩、特别是条带状硬石膏质泥岩组成的砾石，多数粗大且呈尖棱角状。这种同生沉积的泥砾在盐岩层中基本上是顺层分布的，通常与含杂质较多的暗色层段关系密切。在比较厚的盐岩层中；可见泥砾呈

韵律性分布。盐层中的泥砾的形成，可能是在总的干旱气候条件下，由间发性（雨季或雨量相对增多的年份发生的）水流冲刷凹陷边缘尚未完全固结的含盐沉积物，并与盐类共同沉积的结果。因此，通常越向凹陷中心泥砾直径越小。

2.古生物特征

该段化石很少，分析了66个钻孔剖面，只在5个剖面中发现少量的火红美星介、金星介、真星介、玻璃介、小玻璃介，其中以火红美星介为主，约占80%。

火红美星介均为完整壳体，保存在红色泥岩或红色粉砂质泥岩中。化石本身也呈红色，可以确认是原地埋藏。它以壳小、壳面光滑、背视凸度较大、腹面较显为特征；最大凸度位于中部略偏后，向前迅速变扁，呈楔形收缩，是本区始新统上部至渐新统介形类化石中少有的特征。这种"尖脑袋"很适合钻泥；背视凸度较大，腹面较显，又适合底栖爬行。

山东东营地区水沟中的美星介，中午光照强烈时，大多数都钻到水草中去"休息"，而在树阴下的水域中数量仍较多；可见它们怕热，又怕强光。美星介钻泥穴居，反映当时水很浅，水生植物很少，昼夜水温变化大。岩性古生物的变化大体反映了湖盆从泛滥湖泊到干盐湖、间歇性盐湖发展的过程。供水较多的季节为泛滥湖泊，形成冲积层和泛滥湖泊相沉积；干旱时期，湖水浓缩成盐，形成盐湖沉积。特别是泛滥湖泊和间歇性盐湖的交替时期，甚至出现干盐湖沉积。由此可见该期湖泊的有无、大小经常处于交替的变化之中，甚至在盆地内部的石膏和盐岩层中，也普遍含有泥砾；充分说明了季节性水流注入的影响。

3.地球化学特征

（1）溴含量及溴氯系数　通过对东风1、3、5井的296块岩样的分析和研究，济阳坳陷沙四段的溴含量和溴氯系数普遍低（表1−5−1），通常比一般正常海水最初沉积的岩盐矿物溴氯系数值低5～10倍。从溴的地球化学性质看，基本上属内陆湖盆或受海水影响不大的非海相湖盆。剖面上杂色含盐段在溴氯系数值普遍较低的背景上，呈现上下低中间高的弧形，下部平均值0.003～0.007，上部平均值为0.0017左右，中部有所升高，平均达0.013。

表1−5−1　溴含量和溴氯系数的变化范围

项目 地区或井号	样品数（个）	Br^-（%）		$Br^- 10^2 / Cl^-$	
		最低	最高	最低	最高
东风3、5井岩芯样	88	0.0006	0.0028	0.011	0.053
东风1井岩屑样	208	<0.0001	0.0020	0.002	0.033
正常海相盐岩		0.0066	0.0189①	0.11	0.31①

①指达到钾盐沉积阶段时盐岩矿物的溴含量和相应的溴氯系数。

（2）硼含量及硼钾比　泥岩中硼含量与硼钾比值在剖面上的变化基本相似。但是由于硼钾比考虑了粘土矿物本身的含量，其变化更能客观地反映古水体的盐度变化，如图1−5−2、表1−5−2所示。杂色含盐段的硼含量及硼钾比平均分别为0.11和0.29，低于灰色含盐段，但高于含碳酸盐段。

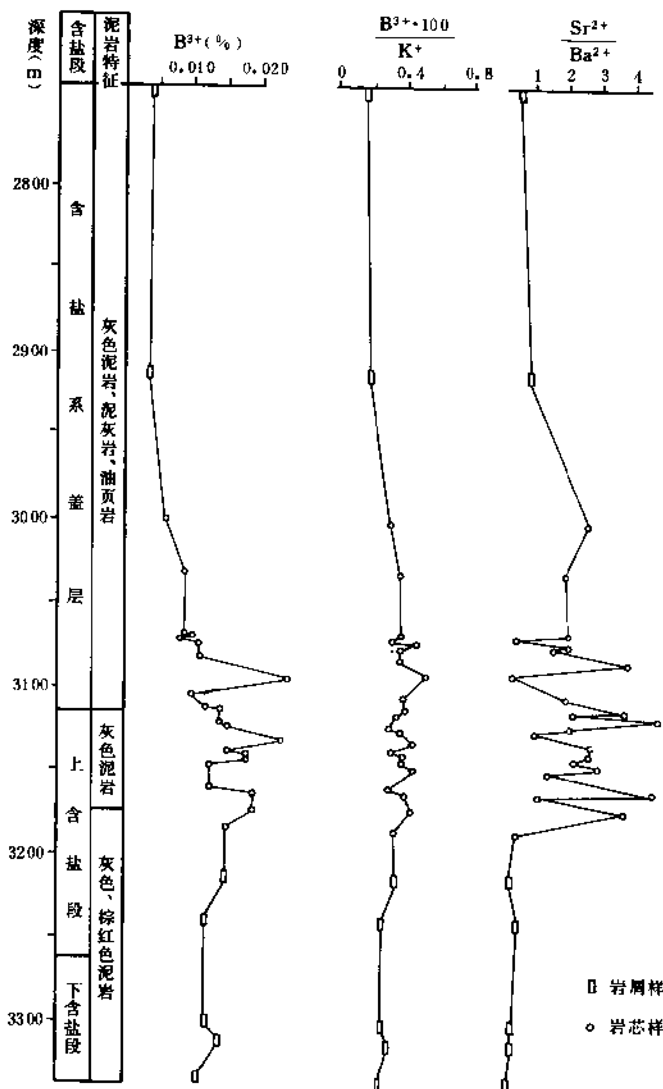


图 1-5-2 硼、锶、钡在含盐系剖面上的地球化学分布特征

表 1-5-2 各段粘土矿物硼的地球化学特征值

层 段	样品数	B^{3+}(%)			$\frac{B^{3+}\cdot 100}{K^{+}}$
		最 低	最 高	平均值	平均值
咸水湖泊相	4	0.004	0.009	0.006	0.26
盐 湖 相	19	0.008	0.024	0.015	0.30
间歇盐湖相	6	0.011	0.015	0.013	0.29

(3) 锶钡含量分析　锶的地球化学性质和钡相近，它可取代硫酸盐、碳酸盐和粘土矿物中的钙离子，而当海水或卤水蒸发时，又可形成独立矿物天青石，于硬石膏沉积早期沉积下来。由于硫酸盐结晶时，锶在固液相间的分配系数小于 1（石膏结晶时是 0.44，硬石膏结晶时是 0.51）；同时天青石的溶解度可随卤水中氯化物含量的增加而再次升高，锶在硫酸盐沉积后的卤水溶液中可逐步富集起来。据 20 个岩石样品的分析（表 1–5–3），杂色含盐段的 Sr^{2+}含量普遍比较低，通常只有百分之几，相应的 Ca^{2+}含量也比较低，故锶钙比值 ($Sr^{2+}100/Ca^{2+}$) 一般大于 1。而锶钡比值平均都只有 0.42。锶钡比值的变化更能说明问题，因为 Sr^{2+}的离子半径为 1.27Å、B^{2+}为 1.43Å，Ca^{2+}为 1.06Å，相比之下 Ba^{2+}类质同相替换钙较困难，其次钡在水溶液中更易于与 SO_4^{2-} 结合，形成 $BaSO_4$ 沉淀，其溶解度比 $SrSO_4$ 还低。因此，水溶液中的 Ba^{2+}更易以 $BaSO_4$ 的形式析出，而 Sr^{2+}则可持续到更高的浓缩阶段析出，或运移到海洋中以生物作用进行沉积。因而可以用 Sr^{2+}/Ba^{2+}比值判别含盐度乃至海陆相沉积。杂色含盐段的 Ba^{2+}含量较高，多在千分之一以上，而 Sr^{2+}则普遍较低，故锶钡比值小于 1（介于 0.27～0.57 之间），充分反映了盐湖的内陆特征。可以设想，杂色含盐段中红色泥岩的存在，不只标志着盆地水浅，属氧化环境，还意味着凹陷形成初期钡的硫酸盐随着水体的浓缩咸化而先行沉积下来。

表 1–5–3　泥质岩的锶、钡含量及有关比值

层　段	样品数	Sr^{2+}(%)			$\frac{Sr^{2+}100}{Ca^{2+}}$	Ba^{2+}(%)			$\frac{Sr^{2+}\%}{Ba^{2+}\%}$
		最低	最高	平均	平均值	最低	最高	平均	平均值
咸水湖泊相	4	0.068	0.130	0.093	1.01	0.05	0.13	0.08	1.48
盐湖相	10	0.034	0.610	0.139	1.55	0.02	0.27	0.07	2.33
间歇盐湖相	6	0.040	0.097	0.062	1.50	0.07	0.32	0.17	0.42

(二) 稳定盐湖相

1.地层岩性特征

对应地层为沙四段中部灰色含盐沉积。该段以盐岩层为主夹泥质岩、碳酸盐岩和含泥盐岩及硬石膏层。如东风 1 井 3820～4100 米井段为盐岩、泥质硬石膏岩，硬石膏岩和含膏泥岩。盐岩及石膏沉积成组出现，每组厚 30 米以上，是湖水浓缩期的产物，而其中的泥岩组厚度则变化于 5～85 米之间，以泥岩及含膏泥岩为主；反映了湖水供给的相对丰沛期。溴氯系数自下而上逐渐升高，通常变化于 0.016～0.02 之间，高者达 0.03，说明它们都是较淡卤水的蒸发产物。在东风 5 井含盐段泥岩中有碳酸盐岩存在，反映了盐湖淡化阶段的沉积。

2.古生物特征

该套地层中化石更贫乏，特别是盐湖发育的主要阶段。

据 84 个剖面的分析，介形虫只在 8 个剖面中见极少量的火红美星介、玻璃介、金星介等，与沙四段下部间歇性盐湖相地层中的介形类组合面貌基本相似，只是属种类型更单调些，个体数量更少。以东营凹陷东风 1 井所揭示的地层最厚，盐类最多，从 3444.5～4400.5

米（未穿）共203层326米，钙芒硝14层18米，杂卤石17层15.5米；含盐段956米内没有砂岩，除膏盐以外均为含盐泥岩，经系统取样分析，未发现化石。

据此可以认为，只是在湖盆边缘淡水流入的地方，生物和栖息着少量陆相淡水—半咸水类型的介形类才存在。

孢粉化石有麻黄粉属、凤尾裂叶蕨孢属、榆粉属、三孔脊榆粉属、杉科等，其中麻黄粉属含量常为10～30%，说明成盐期古气候甚为干旱，供水不足，蒸发量大于供给量。

3.地球化学特征

（1）溴氯系数　灰色含盐段、含氯化物亚段的溴氯系数的变化规律也是中间高、上下低，但普遍比杂色含盐段为高，底部平均0.14左右，中间变化于0.026～0.03之间，上部降至0.14左右。

含硫酸盐段仅在底部见薄层盐层，向上不再出现盐类沉积，足见其含盐系沉积后期逐渐形成淡化的产物。

（2）硼含量及硼钾比　灰色含盐段下部硼含量平均为0.024，硼钾比平均为0.39，是含量最高的层段；而该段上部即含硫酸盐建造段，硼含量普遍降低，平均只有0.009，硼钾比平均只有0.26，反映湖泊此时已强烈淡化。而灰色含盐段下部，锶镁相对增高，多数样品的Sr^{2+}含量在千分之一以上，个别达0.61%，相应的Ca^{2+}含量也比较高，多数样品Sr^{2+}/Ca^{2+}比值仍大于1，有的甚至高达5.17～6.36。灰色含盐段上部泥膏岩段，除底部盐岩夹层段外，锶钙含量均下降，Sr^{2+}下降更多，因而锶钙比值多小于1，顶部灰质岩段就更低了。锶钙比值的变化表明，沙四段沉积时期湖泊水体的性质有着规律性的变化。而灰色含盐段下部Ba^{2+}含量多降到百分之几，而Sr^{2+}含量又有相对升高。故样品中的Sr^{2+}/Ba^{2+}比值一般都大于1，考虑到区域地质和古生物因素，Sr^{2+}/Ba^{2+}比的高值可能反映了母岩区海相地层的影响，而不是沉积期海侵的影响。该时期对于钡来说，锶的析出起主导作用。灰色含盐段上部泥膏盐段，除底部盐岩夹层附近外，Sr^{2+}/Ba^{2+}比值又都逐渐降到1以下。

（三）咸水湖泊相

沙四段咸水湖泊相沉积对应地层为沙四上灰质岩段。对该期咸水湖泊的性质有两种认识，即间歇海侵型咸水湖泊和与海水不相连通的封闭性咸水湖泊。

间歇海侵型咸水湖泊说的主要依据有三：

1.地层岩性特征

沙四上灰质岩段主要由灰色泥岩夹油页岩、石灰岩、生物灰岩和薄层砂岩组成。沾化凹陷义东、孤西地区及东营凹陷西部平方王地区均发育海相生物礁或生物层（滨4—西3—12井的1550～1597米井段），反映该区水体已淡化到适宜生物的生长与繁殖环境。而东部广利地区则有厚层三角洲相砂体（莱17井2530.8～2750米井段），反映当时东部也有了较大的水系。东风1井3226～3444米井段的灰质泥岩夹薄层碳酸盐岩、油页岩，反映了该期盆地中部的沉积特征。沙四段的碳酸盐岩及碎屑岩储集层主要发育于该期，而沙四段油层也主要见于该段。

2.古生物特征

间歇海侵至咸水湖泊相沉积发育期的生物特征是：既有大量陆相水体中生活的生物，如光滑南星介、济阳美星介、真星介、美星介、玻璃介、土星介，腹足类等；也有大量海源性及与海有关的生物，如有孔虫类、鲱形目鱼类化石等。但一般不是同层出现。

（1）陆相化石　陆相化石以介形类为例，主要分布于由灰色泥岩，碳酸盐岩及页岩组成

的地层中；腹足类等也极为丰富。据165个剖面统计，在下部厚度约50～100米的地层中，介形虫有14个属31个种，其中9个属为世界性广泛分布的陆相属，它们几乎都繁盛于第三纪至第四纪，而延续至今仍不乏其代表，如玻璃介（这种世界性湖相介形类占本段介形类个体总数的59.65%），金星介、真星介、美星介、湖花介、假玻璃介、上星介、丽星介。其他为地方性陆相介形类，如华北介、小星介、翼星介等，它们为渤海湾盆地始新世晚期至渐新世所特有。属于华北介亚科和小豆介亚科，它们占沙四上介形类个体总数的9.04%，分布局限，分别由真星介和美星介演化而来。到了沙三段它们就开始繁盛起来，几乎布满了整个济阳坳陷，成为起主导作用的属。此外，南星介占沙四上介形类个体总数的30.99%，是本区本段地层中居支配地位的优势属；它由美星介演化而来，又始终与上述一般陆相介形类共生，表明含南星介的地层为典型的内陆湖相沉积。

(2) 海源性化石

1) 有孔虫类。沾化与惠民等凹陷中均发现较多的个体小、变异强，属种单调的有孔虫化石。其中垦26井连续11米（2798.14～2809.35米）普遍见有孔虫。然而其种属都十分单调，总共只有六属七种。东营、惠民凹陷四口井分别只见一属一种；沾化凹陷六口井见大量有孔虫，也不过三属三种。根本不能与正常海盆中几十、几百个繁多种属的有孔虫相比，却与巴黎、马拉开波、莱茵河等地区的第三纪泻湖中的单调种属（前者只有花托圆盘虫，后二者皆只有毕克卷转虫）相类似。

有孔虫个体之小十分罕见，一般壳体均在0.1毫米左右，甚至更小，最大不过0.2毫米；比含盐度大于40‰的现代波期湾泻湖中的有孔虫壳体（0.2～0.5毫米）还要小。

种内个体变异十分强烈，如柳桥卷转虫，有的部分壳体脐部似欲松开，有的房室很不规则，大小相同，有的补充房室突出于壳面之外，真是千奇百怪（图1-5-3、表1-5-4）。

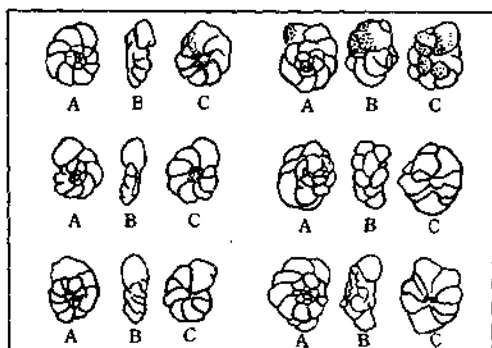


图1-5-3　东营凹陷柳桥卷转虫畸形个体示意图
A—背视；B—口视及反口视；C—腹视

2) 多毛类、鱼类及藻类。有大量通常生于海相环境或有海相渊源的多毛类、鱼类及红、蓝、绿藻。并和生于淡水环境的藻类及其他生物共生。

多毛类，确定的种有山东龙介虫，济阳弯管虫、金湖蜇龙介等。龙介虫在英属百慕大泻湖中形成直径9～12米的小环礁，分布范围几乎占整个泻湖的4/5。

3) 钙质超微化石。本区的钙质超微化石主要产于沙四上的钙质页岩和纹层状白云岩、油页岩的部分浅色纹层中，与有孔虫相似，也具有低分异度、高丰度、个体小（2.5～5微米）、次生加大变异强等特点。纵向上层位稳定，横向上分布广泛，但仅见渤海网窗石和楔石两个属种。这两个属在渤海湾区内，还见于临清、冀中、黄骅和辽河坳陷；在国外极盛于大西洋两岸的始、渐新统中，多为广海，但也产于滨海、泻湖和河口环境，是一类能经受较大盐度变化的生物。

(3) 与海有关的生物　鱼类有鲱形目的艾氏鱼、双棱鲱、鲈形目的洞庭鳜等。

红藻有中国红管藻、山东赤管藻、奇异羊角藻。这三种红藻形态均属真红藻纲中的海棠

目，因此应归入海生红藻类中。

蓝藻有桑细螺旋藻、中国古林比藻及德弗兰藻属组合等，后者含量甚高。组合的主要成分有细粒德弗兰藻、东营德弗兰藻，以及少量卵形德弗兰藻和磷光德弗兰藻磷光亚种；古囊藻属（包括小圆形化石）的含量有时很高。在组合上部，渤海藻科的含量增加，主要分为有小粒面渤海藻及个体较小的副渤海藻和锥藻。局部地区盘星藻属的含量甚高。

表 1-5-4　沙四上有孔虫分布及共生化石简表

凹陷	井号	井段(m)	层位	岩性	有孔虫名称	变异程度	数量(个)	共生化石	样品类别
沾化	义 1	2631～2939.25	下部	灰色石灰岩 石灰岩	粟米虫 诺宁虫	强 强		介形虫、轮藻	岩屑
	罗 3	2870～2880	上部	石灰岩	粟米虫	强			
	罗 6 罗 7	2788～3098	上部	石灰岩 石灰岩	未定种属				
	罗 14	2939.40			小盘虫				
	垦 26 垦 27	2793.14～2809.5 2604～2610	上部 上部	灰色石灰岩	细小三玦虫 圆盘虫 卷转虫	强	数个 几个 几个	真星介 华北介 轮藻	
	垦 28	2510	下部	灰色石灰岩	粟米虫圆盘虫			介形虫、轮藻	岩屑薄片
东营	滨 197	1551.3	上部	灰色石灰岩	粟米虫				岩芯
	纯 11	2313.45	下部	红色泥岩	拟异常虫		1	真星介、轮藻	岩芯
	柳 1	827.5	上部	灰绿色泥岩	柳桥卷转虫	强	数百	介形虫幼虫	岩芯
惠民	华 7	1841.43 1856.16	上部	灰绿色泥岩	空知诺宁虫		数十	纯净小玻璃介	岩芯

近几年的观察表明，沙四段的德弗兰藻类个体都较大，例如前述老种中奥毕德弗兰藻和磷光德弗兰藻磷光亚种的个体长度都在 100 微米以上。而沙四段的德弗兰藻，其囊孢体长度都在 40 微米到 80 微米之间，较海相种小得多。另一点值得注意的是：虽然德弗兰藻类化石的数量有时较丰富，但种类却很单调，大多数样品都以细粒德弗兰藻为主，产于组合下部的东营德弗兰藻有时含量较高，其他各种的含量都在 10%以上。前述 9 个种中，奥毕德弗兰藻、顶齿德弗兰藻(?)、微小德弗兰藻、西伯利亚德弗兰藻<新组合>等四个种都是只有个别标本的老种。同时，沙四段的德弗兰藻类化石，一般都出现在一些很薄的夹层中。这些夹层的厚度一般都在 1 米以下，有的只有十几厘米或更薄。在这些夹层的上、下岩层中常常含有渤海藻科或盘星藻化石。有时德弗兰藻属与渤海藻科或盘星藻属产于同一块样品中。盘星

藻是淡水生藻类；渤海藻科为一新化石类群；从大量研究资料及其它各门类生物化石所反映的生态条件来看，产大量渤海藻类化石的沙三段沉积时水体的海相性程度远不如沙四段强。因此，沙四段沉积时，东营凹陷可能较长时间处于相对较封闭的半咸、咸水环境。在产德弗兰藻类化石的夹层沉积时可能与海水连通，接受海水的影响。大量海水涌入凹陷，并带来某些海生生物，由于它们具有较强的适应能力，因而生存下来。这时的水体具有较强的海相性，但仍未达到真正的海相条件。而是处在一种过渡相环境中。而在凹陷与海的这种关系中断时，则处于相对较封闭的咸水环境，其海相性减弱。此外，中国枝管藻、山东枝管藻、中国异枝藻、山东异枝藻、滨县异枝藻等基本均属海相。其中中国枝管藻均属管藻目，习于暖海浅水环境，在地层中可单独成层，厚度较大，分布广泛。

以上古生物组合的出现，说明该段地层为间歇海侵型咸水湖泊相的产物。以沾化凹陷东部及东营凹陷利津、牛庄、永安及南坡为例，这些地区该段地层中均有大量德弗兰藻和盘星藻，前者属海产，后者为典型陆相水体化石。两者均在同一地区多次交互出现。当有大量德弗兰藻出现时盘星藻化石即绝迹，反之德弗兰藻绝迹，偶尔也可在同一层中出现，但两者的数量比也相差极大。这一现象说明当时在陆相湖盆沉积过程中有间歇性的海水侵入，侵入次数和程度的差别控制了德弗兰藻的发育。凹陷东部受海水影响的次数多、程度强、化石丰富；西部受影响的次数少，化石较贫乏。

3.地球化学特征

(1) 溴氯系数　在碳酸盐岩建造中无盐岩和石膏层，不再作溴氯含量的测定对比。

(2) 硼含量及硼钾比　含碳酸盐岩段，无论硼含量还是硼钾比都是剖面中最低的；硼锶比平均 0.004，硼钾比平均 0.2，远不能与含盐段相比。用硼测得该段古盐度大多为 18～32‰。说明灰质岩发育期湖水已发生了质的变化，由盐湖变成了咸水湖。

(3) 锶钡比、锶及其比值变化　在灰色含碳酸盐岩段（即灰质岩段）中的泥岩，Sr^{2+}/Ba^{2+}值明显增高，平均 1.48。在下部含红色泥岩的杂色含盐段，Sr^{2+}/Ba^{2+}值最低，并以红色泥岩的消失为界。进入灰色含盐段突然升高至 2 以上；而上部灰质岩段的比值则介于两者之间。早期低值主要是由红色泥岩引起的，它代表了洪水期的泛滥沉积，所以早期盐湖的间歇性特征很明显。中期大于海相沉积平均值的高值，代表湖水的稳定浓缩。而晚期明显低于海相沉积中 Sr^{2+}/Ba^{2+}的比值，则反映了湖水的强烈淡化。实际此时盐湖阶段已经结束并进入了咸水湖泊阶段。

上述地层岩性及地球化学特征表明，沙四段沉积时期，东营湖盆经历了间歇性盐湖、盐湖、间歇性海侵型咸水湖泊三大阶段。古生物特征进一步表明，湖盆三阶段的形成是有其深刻的古地理原因的。

在沙四中下部盐湖期形成的地层中，迄今未见海相化石，甚至淡水、半咸水化石如介形虫、腹足类也较少，仅在盆地边缘部分见有火红美星介、滨县椎实螺、潜江扁球轮藻和江陵钝头轮藻等化石组合，而孢粉中大量出现耐旱、耐盐属种。麻黄含量高达 20～30%，说明盐盆的形成主要是陆地水体蒸发浓缩的结果，是间歇性内陆盐湖。

沙四上形成的地层中，不但光滑南星介化石带稳定存在，介形类、腹足类也相当丰富，甚至形成生物灰岩，而且出现了前所未有的古生物组合。如粟米虫、拟异常虫（未定种）、柳桥卷转虫、钙质超微化石、双棱鲱、艾氏鱼以及龙介虫，山东枝管藻、中国枝管藻等。所有这些生物都与海相或泻湖相环境有一定关系。因此认为，沙四上地层对应的咸水湖泊与海侵有关。在间歇海侵型咸水湖泊相沉积阶段末期，湖水有明显淡化现象，特别是坳陷边缘出

现大量盘星藻、火红美星介等淡水化石。

封闭性咸水湖泊说的主要依据也有三个方面:

1.生物的非水路进入

上述各门类中确有从古至今一直广布于海洋环境的生物类别，即有孔虫、多毛类和超微钙藻。因此，本区这三类生物的最早代表无疑来自海洋。但仔细分析其属种特征，有如下特点:①这些海相种毫无例外都具有低分异、个别种高丰度、体微小而强变异的特点，没有正常海相生物个体特征;②这几个门类虽都是极繁盛的海洋生物，但又都有少数或个别生活于泻湖、河口以至于与海完全隔离的半咸水或淡水环境中的种，如有人统计了100个多毛类的广盐性种，其中纯淡水种占31%、半咸水种8%；又如，在现代南澳大利亚陆相盐湖中生活着希望虫、砂轮虫、毕克卷转虫等有孔虫，并和轮藻、介形虫、腹足类共生（据Deckker, P.D., 1984年在胜利油田的讲学笔记和Burne, R.V., Bauld, J. & Deckker, P.D., 1980等）。通过实地调查，澳大利亚盐湖有孔虫依靠水草和草席可以经受白天45℃的高温。那里的有孔虫虽然经受不起完全干枯的条件，却可以在有一定温度的环境下幸存，并在永久性的盐湖水体中繁殖。当水体的盐度达到5‰～10‰时，就有可能出现有孔虫与轮藻、介形虫、腹足类的共生生物群。通过对盐湖附近的水鸟的解剖，证实了鸟的体内和羽毛中含有介形虫卵和有孔虫。因此，与海隔绝的盐湖有孔虫很可能是由鸟类或诸如风一类的动力传入盐湖的，并非一定需要有与海相连的通道；颗石藻主要是生活在开放性的海洋中，但于淡水中也有发现（Hutchinson, G.E. 1967）。

2.生物群的地方性与湖盆的封闭性

济阳坳陷的早第三纪微古生物群是以地方性属种极度繁盛为特征。三个主要门类的地方性属种的百分含量为：介形类92.6%；腹足类94.5%；沟鞭藻和疑源类56.7%。显然，每类生物的地方性强弱与生物的活动能力（生态方式）和湖盆的分隔程度有关。以底栖生态为主的腹足类，地方性最强；活动性较强、营漂浮生态的沟鞭藻和疑源类则地方性相对弱些，但地方性属种也超过了50%；以介形类为例，除本区第三系特有的属种外，非地方性的属种仅有小玻璃介、玻璃介、假玻璃介、真星介、美星介、金星介和湖花介等，它们的现生代表都是典型广盐性陆相分子。因此，从生物群的总貌看，本区早第三纪湖盆具有大范围封闭的特点，否则无法形成如此丰富而又具强地方性色彩的特殊生物群。

3.风化残留元素造成湖水咸化

沙四上亚段是水进初期的白云质或含膏碳酸盐岩沉积。它们的下伏地层均属水上红层或经过剥蚀的白云岩化地层。这些经过一定时间风化剥蚀的沉积间断面，留下了大量的碱和碱土金属元素，在水进初期，溶于浅湖中，使湖水咸化，为“海相性”生物的存活与繁盛创造了环境条件。

上述两种认识虽在海侵的有无上针锋相对，但在湖泊近海、咸化这两点的认识上还是共同的。因此，对沙四段沉积相三分性的认识也是共同的。这种三分性以东营凹陷最典型，其次为沾化、车镇凹陷，而惠民凹陷则已基本无盐湖沉积，至少至今尚未发现。大体上盐湖相层位由南向北抬高，盐湖相地层由东向西减薄以至尖灭。反映了古湖泊东咸西淡，水质咸淡演化南早北晚的特点（表1—5—5）。

二、沙四段沉积相的平面区划

（一）滨湖相区

紧邻湖盆岸边，约占湖盆总面积的10%～20%。古盐度通常变化于1‰～10‰之间，

为淡水到半咸水区域。东营凹陷南坡及北带与埕子口凸起南缘地层，均属于淡水相带，该相区河流的影响最为显著，但湖泊因素亦相当突出。因此，既是厚层砾岩、砂泥岩发育区，也是生物碎屑灰岩相区。砂砾岩主要分布在陡坡一侧，如东营凹陷北带与埕子口凸起南缘。砂砾岩含量在剖面上一般均占 30%～50%，最多可达 90%以上；砂、泥岩互层则多见于缓坡，如东营凹陷南坡、河口及其附近，含量可达 20%～40%，但大部分地区小于 20%；而生物碎屑灰岩多在远离陆源的近岸地区，形成厚 0.5～2 米的粒屑滩，偶可见厚 5～10 米甚至更厚的堤坝型粒屑灰岩。

该相区见到中国中华扁卷螺组合中最繁盛的动物群，以水螺与小河北螺最多，介形类、瓣鳃类等动物也相当丰富。

表 1-5-5 济阳坳陷各凹陷沙四段沉积相与建造的纵、横向变化表

<table>
<tr><th rowspan="2">层位</th><th rowspan="2" colspan="2">惠民凹陷</th><th colspan="4">车镇凹陷</th><th rowspan="2" colspan="2">沾化凹陷</th><th rowspan="2" colspan="2">东营凹陷</th></tr>
<tr><th colspan="2">西部</th><th colspan="2">东部</th></tr>
<tr><td rowspan="2">沙四上</td><td rowspan="2">灰色含碳酸盐岩建造</td><td rowspan="2">偶见海相性化石层（间歇性海侵型咸水湖泊相）</td><td rowspan="2">灰色含碳酸盐建造</td><td rowspan="2">灰色泥岩为主（咸水湖泊相）</td><td colspan="2">基本同左</td><td>同左</td><td>夹海相化石（间歇海浸型咸水湖泊相）</td><td rowspan="2">灰色含碳酸盐建造</td><td rowspan="2">灰色含陆相化石地层间夹灰色含海相化石地层（间歇海浸型咸水湖泊相）</td></tr>
<tr><td rowspan="3">灰色含盐建造</td><td rowspan="3">基本同左</td><td rowspan="3">灰色含盐建造</td><td>灰色含碳酸盐岩地层(淡水咸水湖)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">沙四中</td><td rowspan="2">杂色含砂泥岩建造</td><td rowspan="2">（间歇性涨缩湖泊相）</td><td rowspan="2">杂色砂泥岩建造</td><td rowspan="2">（淡至半咸水湖泊）</td><td rowspan="2">边缘含硫酸盐为主推测中心含氯化物（盐湖相）</td><td rowspan="2">灰色含盐建造</td><td>含碳酸盐地层(淡化盐湖相）</td></tr>
<tr><td>含氯化物地层(盐湖相）</td></tr>
<tr><td>沙四下</td><td>红色砂泥岩建造</td><td>河流一泛滥湖泊相</td><td>红色砂泥岩建造</td><td>夹炭质页岩（河流沼泽相）</td><td>杂色含盐建造</td><td>基本同左</td><td>杂色含盐建造</td><td>边缘含硫酸盐,中心可能有氯化物,底部红层占优势（间歇性盐湖相底部可能有干盐湖泊）</td><td>杂色含盐建造</td><td>中上部杂色含盐地层为主,下部红色含盐地层为主（间歇性盐湖相高部可能为干盐湖相）</td></tr>
</table>

（二）浅湖相区

该相区位于滨湖相区向湖心一侧，面积约占湖盆总面积的 40%～60%，水介质盐度升高。沉积物以富含碳酸盐岩为特征。有各种介形类、腹足类、藻类等。其中有适应咸水环境的属种，如龙介虫、双棱鲱、中国枝管藻、山东枝管藻、德弗兰藻及多种有孔虫等；其余生物较为单调，主要是稀少的腹足类和介形类。古隆起（平方王）和古断阶（义东）上，可形成礁—礁滩相沉积；而在低能区，即大部分地势低平的咸水相区，则以灰色泥岩、灰白色钙质泥岩夹薄层泥灰岩、油页岩及白云岩为特征。

（三）深湖相区

分布在湖盆近陡坡一侧及其他次级洼陷中，面积约占各湖盆总面积的 30%～50%。主

要由暗色泥岩、油页岩、泥灰岩及白云岩组成。泥岩中可见浸染状黄铁矿。在部分深水和地形封闭区域有连片油页岩分布。据计算，沙四段生油量仅次于沙三段、沙一段，占第三位。

三、礁相碳酸盐岩

生物礁是济阳坳陷沙四段重要而最有特色的储集层，具以下主要特征。

(一) 造礁生物

沙四段礁灰岩发现于 1967 年，定名于 1979 年。造礁生物主要为中国枝管藻，其次为山东枝管藻及龙介虫。中国枝管藻，细管直径为 0.1～1 毫米，群体呈丛状、树枝状、紧密共生。山东枝管藻与中国枝管藻的区别在于，后者的分枝处见孢子形成的瘤状凸起。龙介虫栖管直径 4～6 毫米，管壁为 1 毫米左右，管内经常充填大量介形虫（南星介为主）。因原始管壁由文石组成很易溶解，有的仅保存管内充填物；虫管多垂直基盘，平行和交错状排列（表 1–5–6），管间常见藻团粒和介形虫。

表 1–5–6 平方王地区沙四段龙介虫、中国枝管藻分布和产状

井号	井 段 (m)	厚度(m)	中国枝管藻	龙介虫	备 注
滨 76 井	1485.1～1488.9	3.8	群体大，呈连续分布	三处发现交错或平行排列	岩芯收获率 67.87% 厚度偏低
滨 214 井	1466～1468.5	2.15	群体丛生	有发现	岩芯收获率 100% 但破碎
西 3—12 井	1555.9～1587.05	11.05	群体丛生	连续大量发现	收获率 24.66%～67.53%
滨 16 井	1439.25～1444.25	4.5	管状、枝状丛生	较 多	岩芯很碎
滨 246 井	1531.15～1531.55 1531.65～1532.05	0.4 0.4	枝状放射状、放射状，蛛网状	较 多 交织排列	收获率 27.8% 厚度不全
滨 80 井	1451.1～1452.25	1.25	丛 生	较 多	岩芯收获率 20.5% 岩芯破碎

(二) 礁体结构与成分特征

济阳坳陷沙四段生物礁通常为复式礁体，是由若干个较小的单礁体组成。

单礁体至少可分成三个相带（从凹陷主体到礁后泻湖）六个微相；有的还可分成次级相带（图 1–5–4、图 1–5–5）。但在油气聚集上有意义的主要是三个相带即礁核相，礁前相及礁后相。

1.礁核相

平方王礁体有 5 口井取得岩芯，其中西 3—12 井 1557.25～1568.55 米井段，礁核相连续厚度 17.3 米。该相带的岩石类型主要有：由中国枝管藻管体组成的藻白云岩、由龙介虫管组成的富含介形虫的虫管藻团粒白云岩及富藻介形虫灰岩。该带最大宽度可达 4 公里。骨架孔隙及次生孔隙发育，孔隙度可高达 35%～42%，是非常好的储油岩体。

2.礁前相

主要由角砾状隐晶灰岩、生物内碎屑灰岩组成。岩石中的颗粒含量可达 70%以上，主

要为各种钙质内碎屑，偶见泥岩夹层，反映了礁前相下倾方向尖灭带的特征。内碎屑由砾级到粉屑级混杂堆积，反映了沉积物因坡度较大，在波浪或其它外力诱发下发生滑塌而沉积。孔隙度低，以粒间孔及粒内孔为主，一般10%～15%，高的可达30%。与之共生的有腹足类、介形虫类等，总量向上增多。该带处于礁核湖盆一侧陡坡的上部，宽度可与礁核相比。在礁前与礁前湖泊之间有一过渡带，由砂屑至泥晶碳酸盐岩组成，可称之为礁缘相。

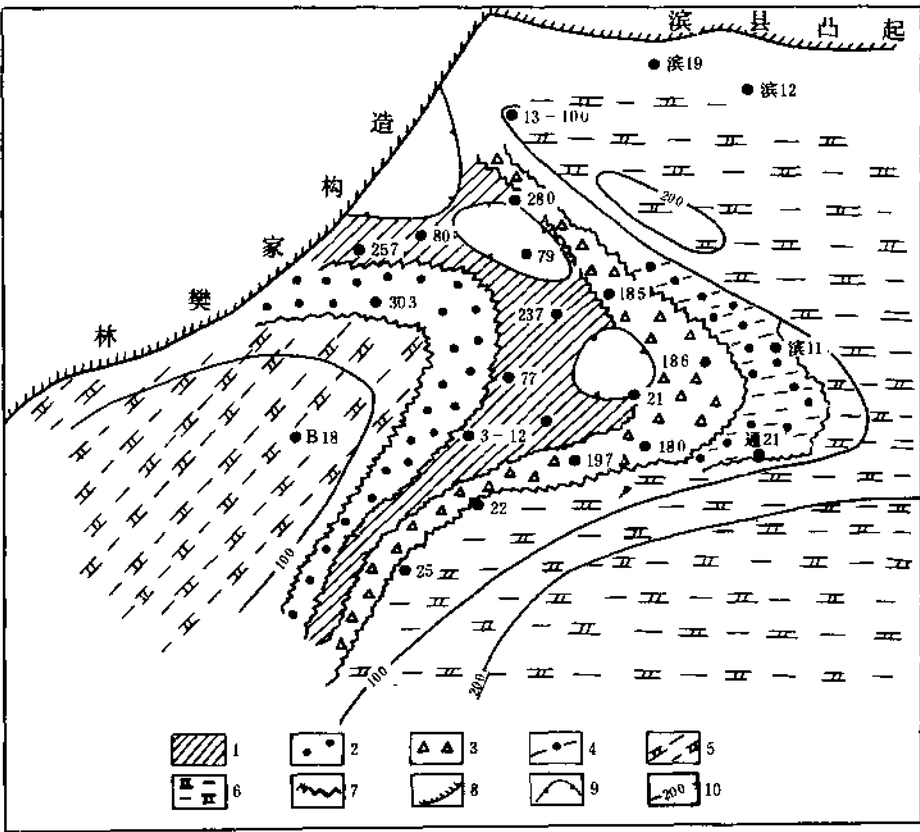


图 1-5-4　东营凹陷平方王沙四段礁体相带平面分布图

1—礁核相；2—礁后相；3—礁前相；4—礁缘相；5—礁后湖泊相；
6—相带界线；7—礁前湖泊相；8—陆地；9—沉积后剥蚀区；10—等厚线(米)

3.礁后相

主要由隐晶藻屑白云岩、介形虫白云岩、含生物碎屑白云岩组成。孔隙度一般为7%～20%。礁后相向湖岸方向可过渡为泻湖相（如平方王地区），或与陆源碎屑相带为邻（如义东地区）。

由于该相带水面升降幅度小，水体、岸线进退频繁，使小型单礁体的不同相带互相叠加。例如，水进时，上层礁前相可叠在早先形成的下层礁体的礁核乃至礁后相之上；而水退时，正好相反，后成礁体的礁后相可能叠在先成礁体的礁核乃至礁前相上。这样便往往形成复式礁体，厚度可达几十至上百米，面积可达数十平方公里。这种礁体无论在横向上还是在纵向上岩性变化都较快。纵向上不同岩性组合可多次重复出现，横向上即使数百米井距，其

岩性也常难以对比。但由于三个相带孔隙都较发育，相互连通好，因此复式礁体是一个块状的、好的储集岩体。上述特性已被平方王地区的钻探所证实。如滨西3—9井（图1-5-6），礁灰岩总厚30米，就由两个微相"重复"几次组成（每个微相在剖面上重复出现6次）；西3—12井，总厚42米，三个微相重复10次；滨8井厚30.5米，三个微相重复12次；滨197、76井情况类似。而每个重复的微相，在岩性上有相当大的差异，使井距仅300米左右的地层，也难以逐层进行对比。

但是由于各小礁体的主要相带储油物性较好，是形成高产块状油藏的有利空间。如滨四油气富集区即属此类。

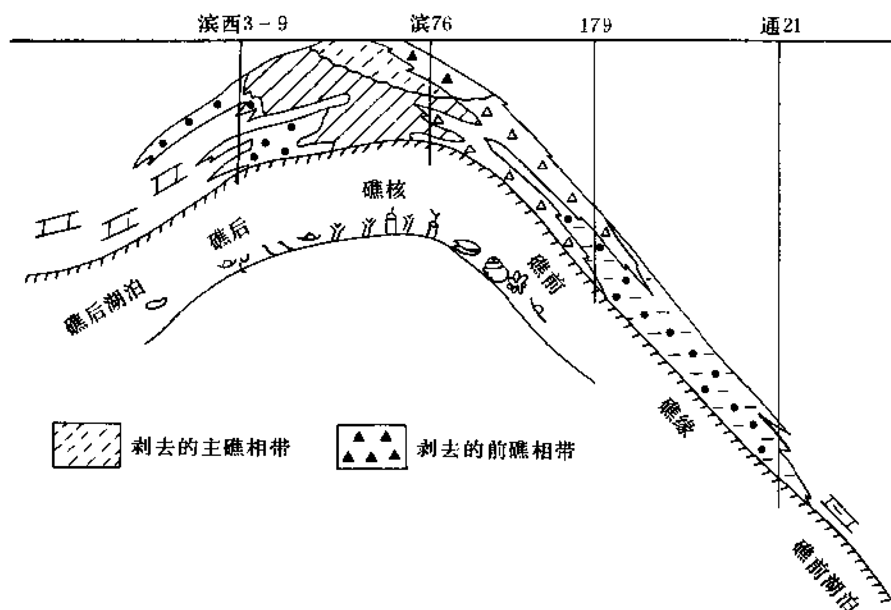


图1-5-5　东营凹陷平方王沙四段礁体剖面图

(三) 成因与分布

1.礁体形成于咸水湖泊环境

本区发现的生物礁主要有两种造礁生物，一种是多毛类中的龙介虫，一种是藻类中的中国枝管藻。后者是一种造岩的绿藻，这种绿藻多分布于热带、亚热带的浅海，水深一般不超过12米，尤以低潮面以下居多，营底栖固着生活，为泻湖（或淡化泻湖）浅水礁后和浅滩沉积物的重要组分。而龙介虫适宜生于泻湖环境中，尤以淡化泻湖为佳。就水体盐度性质而言，大体相当于国际标准化分级的多盐水至真盐水环境（含盐18‰～30‰）或盐度更高一些的水体，称之为半咸水环境，以别于产生盐类沉积的咸水环境。此外，某些成礁层中，还有其它一些海相生物化石。如在沾化凹陷的垦26井2798.4～2809.35米井段中，连续11米见有孔虫化石；又如义和庄地区的一口井，碳酸盐岩厚约150米，其中生物礁相碳酸盐岩约100米，也见有孔虫化石。但有孔虫个体小，一般0.05微米左右，数量多，20克样品中有孔虫化石超过100个，分异度低，属种单调，主要是小粟米虫、诺宁虫和圆盘虫，在东营凹陷仅见一属一种，沾化凹陷有三属三种。需要考虑的是，与造礁生物共生的化石中还见有相

当丰富的陆相淡水至微咸水生物化石。如轮藻、腹足类、淡水介形虫类中的玻璃介、火红美星介、金星介、美星介、湖花介、隐瘤华北介等。以上事实说明礁体形成于相当泻湖或盐湖淡化期交替出现的间歇淡化的咸水湖泊环境。古湖水介质的含盐度为20‰～40‰，成礁水域大多变化于18‰～32‰。

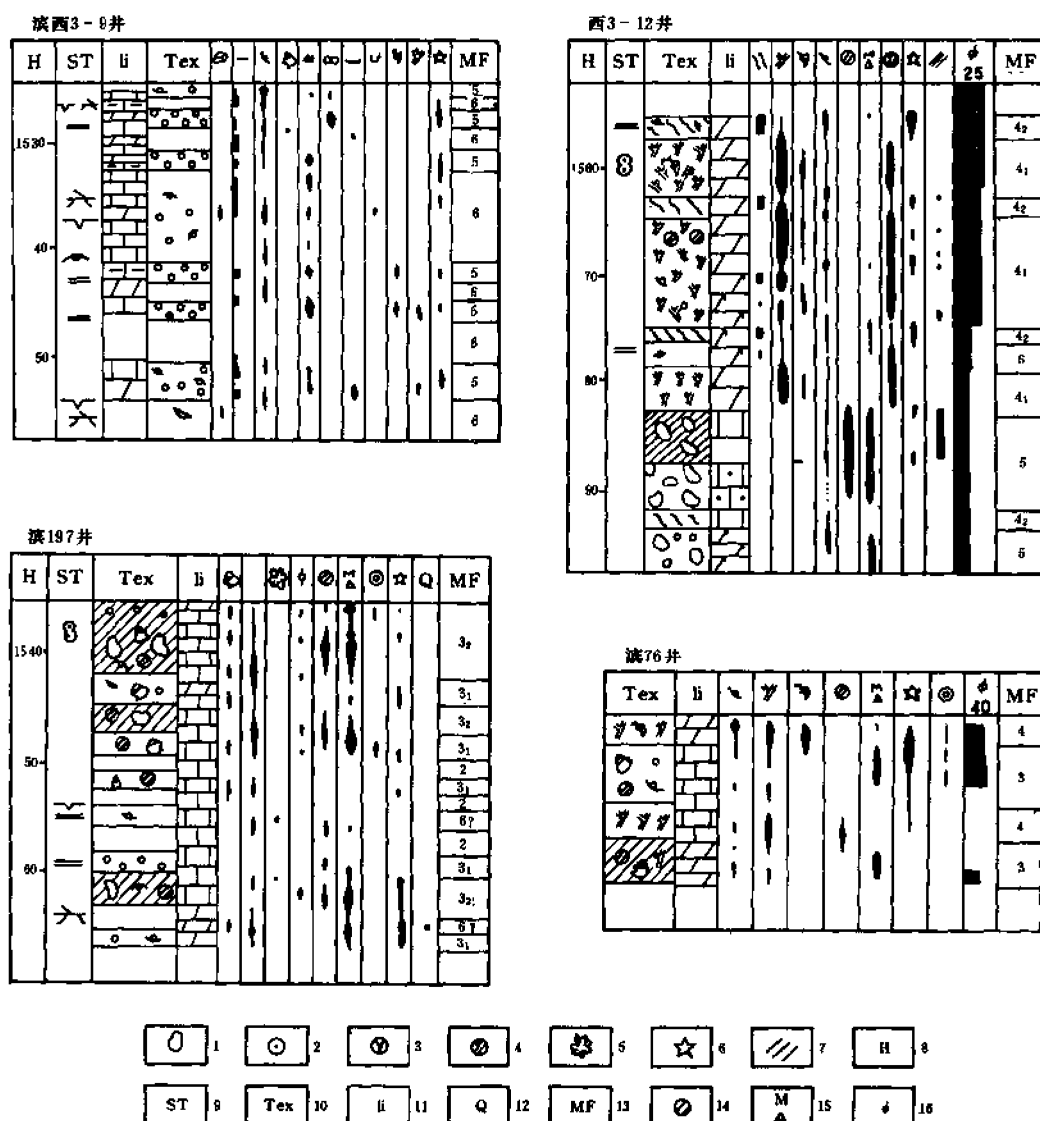


图1-5-6 东营凹陷平方王地区沙四段取芯井微相图

1—砾屑；2—粒内孔；3—粒间孔；4—骨架孔；5—有孔虫；6—溶孔；7—亮晶；8—深度(米)；
9—沉积构造；10—结构组分；11—岩性；12 陆源组分；13—微相；14—藻屑；15—内碎屑总量；16—孔隙度

济阳坳陷生物礁的分布具有明显的地层专属性，仅见于沙四上的上部。东营凹陷的平方王礁体、沾化凹陷的义东礁体、义42礁体乃至孤西地区沙四段中的中国枝管藻发育段，都属这个层位。而该阶段在地史上正处于盐湖后期或盐湖强烈淡化期。按照间歇海侵说，济阳

坳陷各礁体应为海相性生物岩礁，而按照济阳坳陷沙四段生物礁均是陆相生物礁。两种认识的共同点是：沙四段灰质岩段沉积时，湖水间歇性地淡化适宜造礁生物的生长。实际上现代湖相生物礁的资料证明，只要湖水的盐度与成分适宜，礁体就可以发育。至于是海侵使盐湖淡化，还是大气降水使然，或者两者兼而有之，都是可以的。

2.礁体发育于水下台地或古隆起边缘

济阳坳陷下第三系沙四段礁体的分布很有规律，主要有三种情况：

第一种情况是发育于水下台地之上。该类台地可以是濒临深水区的平缓的水下隆起顶部，也可以是濒临深水的岸处水下隐岗之上。这些构造位置都受较大断裂的控制。例如：平方王礁体，被北西、北东向两组较大断裂所切割，礁灰岩沉积时是个明显的平缓构造台地，岩芯观察可见到明显的冲刷面，说明水体不深，古生物资料证实水深一般在 10 米以内。礁体向东和向南延伸不远，就是大断层下降盘的深水区（图 1–5–7A）。

造礁生物发育的孤西地区（垦 76 井地区）情况也类似。该区位于孤南、孤北两条大断层夹持的孤岛凸起向西倾没的部位，突出于南北两个较深水域之间。

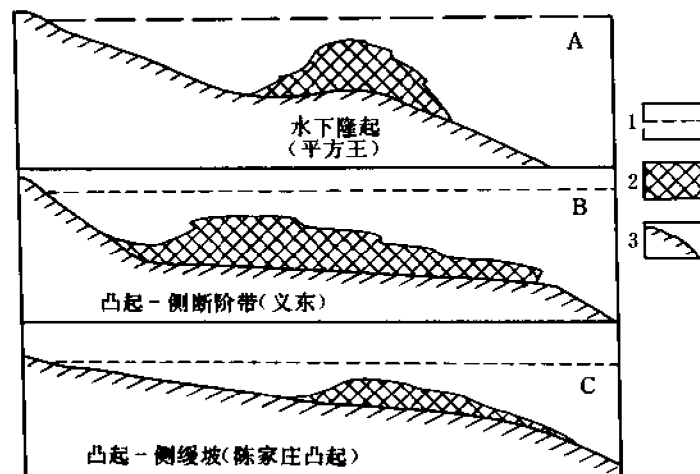


图 1–5–7　济阳坳陷沙四段礁灰岩发育的三种构造—地貌部位图

1—海平面；2—礁体；3—古地形剖面

第二种情况是凸起边缘的断阶带，如义东地区，是凸起向深凹陷过渡区，断层发育、形成阶梯状构造台地。平台紧临深水区，是适宜造礁生物活动的地区（图 1–5–7B）。

第三种情况见于陈家庄北坡，如义 42 井所见。藻礁所处的部位与义东的不同之处在于，该处坡度特别平缓，没有断阶。平缓古隆起边坡没有与断层伴生的构造台地，因为地形起伏很小，加之水体盐度较高，礁灰岩分布范围及厚度均较小，仅沿古隆起边缘呈狭窄条带状分布，面积仅有 0.5 平方公里（图 1–5–7C）。

3.礁相碳酸盐岩的剖面类型

济阳坳陷钻遇的礁灰岩可分为三种类型。

(1)“清水型”剖面　主要岩性为泥晶碳酸盐—礁灰岩—灰质泥岩组合。如平方王礁体是远离物源区的产物，在礁后为清水泻湖地层。其岩石主要为隐晶灰岩、含泥质隐晶灰岩、白

云岩、铁白云岩、泥灰岩等，多含细分散状黄铁矿，有的具纹层理。水体盐度 3.8‰～21.9‰。生物数量少，种类单调，常见薄壳介形虫，一般少于 5%。所有隐晶白云岩都是准同生的，说明其环境不适应生物生长。礁前相主要为清水区，由泥质岩、纹层状泥岩、泥灰岩类等薄层灰岩组成（图 1–5–8A）。

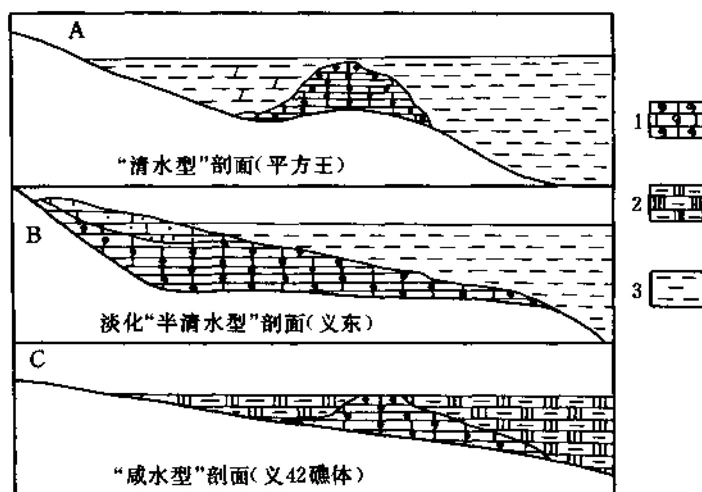


图 1–5–8　济阳坳陷沙四段礁灰岩岩性剖面类型图

1—生物礁灰岩;2—泥膏岩;3—泥岩

(2) 淡化"半清水型"剖面　主要岩性为砂岩与砂质灰岩—礁灰岩—泥岩组合。与前述剖面的显著不同在于礁后区域与陆源碎屑呈过渡关系，岸边为砂砾岩、砂岩发育区，近礁体部位变为砂屑灰岩。礁体生长时，礁体近岸侧水体较混浊，但还不足以威胁造礁生物的生长，只是从一侧限止了礁体的发育；而另一侧，即礁体向湖盆中心延伸一侧则为清水区。这类剖面可称为半清水型剖面。如义东地区的阶梯状台地上的礁体就是典型（图 1–5–8B）。

(3)"咸水型"剖面　在垂直岸线的剖面上可以见到，为泥膏岩—礁灰岩—泥膏岩组合；在平行岸线的剖面上，则为泥膏—礁灰岩—泥灰岩组合。造成这种组合的原因目前尚不清楚，可能是因为一侧向上尚有淡水区域。不管怎样，礁体所处的水体较咸是可以肯定的。这些礁体较小，义 42 礁体就是这种类型（图 1–5–8C）。

上述三种剖面以淡化清水型礁体规模最大，半清水型次之，咸水型最小。

在地震时间剖面上，礁后相靠近凸起部位、礁前相为深水区的剖面上，主礁体有类似冲积扇的反射特征，即礁灰岩的顶底均为密集较强反射，两组反射由凸起斜插入洼陷，相交形成典型反射体插入水平密集反射层段中间，成为一个"穿时体"，即沙四段礁体反射，切入沙三段水平反射中。

第四节　下第三系渐新统沙三段沉积相与砂砾岩体的分布

沙三段与沙二段同属一个沉积旋回，是由沙三段深湖相沉积，经沙三上三角洲沉积逐渐转变为沙二段以河流为主要营力的冲积平原相沉积。沙三段沉积早期，济阳坳陷内沉积了大

套深灰色泥岩夹数层砂岩；晚期由于坳陷周围隆起及坳陷内部凸起遭到强烈风化剥蚀作用，碎屑物质通过河流的营造作用，搬运到坳陷内形成以三角洲相为主的砂砾岩体组合。砂砾岩分布及厚度，从沙三段中、下亚段至沙三上逐渐增多，湖盆范围逐渐缩小。该时期主要发育两类碎屑岩。沙三中、下亚段沉积期广泛分布浊积砂岩体（包括碎屑流、颗粒流类砂砾岩体）；沙三上亚段沉积期发育三角洲砂岩体，均是良好的储油层，也是胜利油区主要的储集层系之一。至目前为止沙三段探明储量占总储量的 29.3%。

一、沙三中、下亚段深湖相沉积与浊积岩体

沙三中、下亚段是湖盆发育最兴盛的时期，巨厚的深湖相泥岩占 79%。坳陷的北、东、南是大型的埕宁、鲁西隆起区，大量的花岗片麻岩碎屑物质搬运入湖，各凹陷内浊积岩发育，是该时期的主要沉积相带。在沙三中、下亚段大体可划分出二个沉积相区（图 1-5-9、1-5-10）。

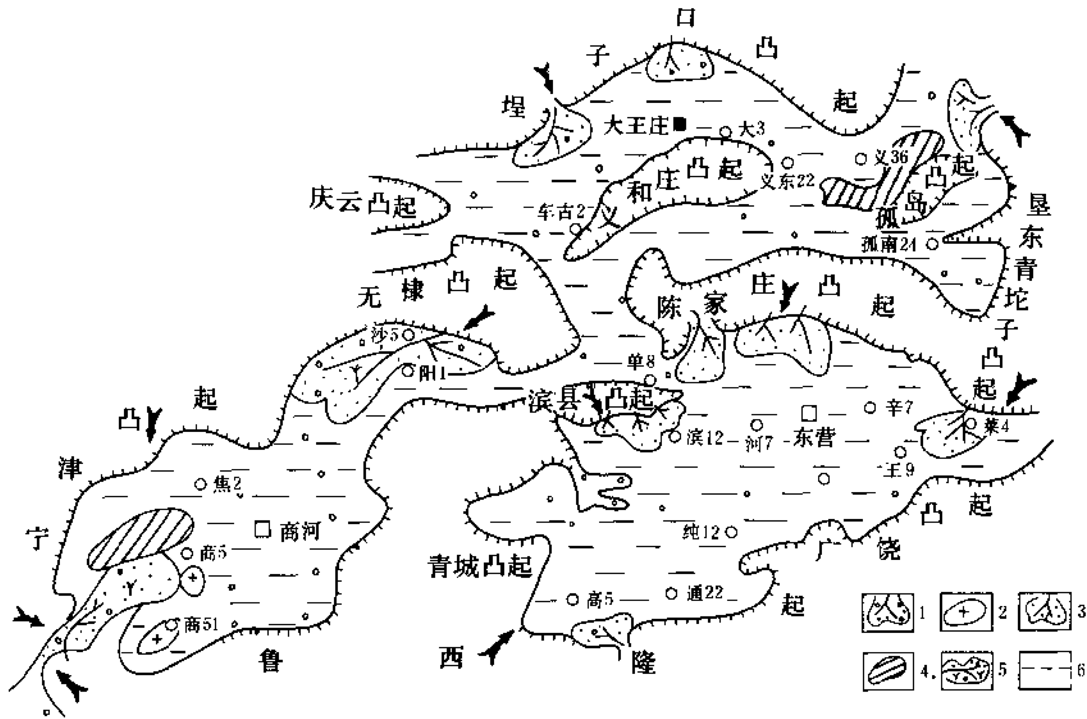


图 1-5-9 济阳坳陷沙三下沉积相平面图

1—冲积扇；2—滑塌冲积扇；3—近岸浊积扇；4—远源浊积扇；5—三角洲平原及前缘；6—湖相；箭头示物源方向

（一）沙三中、下亚段沉积相区

1.深湖相区

由于古地理环境的变迁，在沙三早、中期水体范围逐渐增大，到沙三中期水体范围最大，约占盆地总面积的 90%，坳陷内车镇凹陷及沾化、东营、惠民凹陷的大部地区为湖水淹没区。在沉积厚度达千米以上的深湖相沉积物中，以深灰色、灰色泥岩、油页岩为主，夹少量砂岩，总厚度在 800 米以上。其中砂岩厚度大都在 200 米以下，沙三段下部仅在凸起边

缘有少量砂岩分布。沙三中亚段砂岩分布面积逐渐扩大，浊积岩体在东营、惠民、沾化凹陷中分布较广，其它地区多为大范围的深灰色泥岩、油页岩沉积。

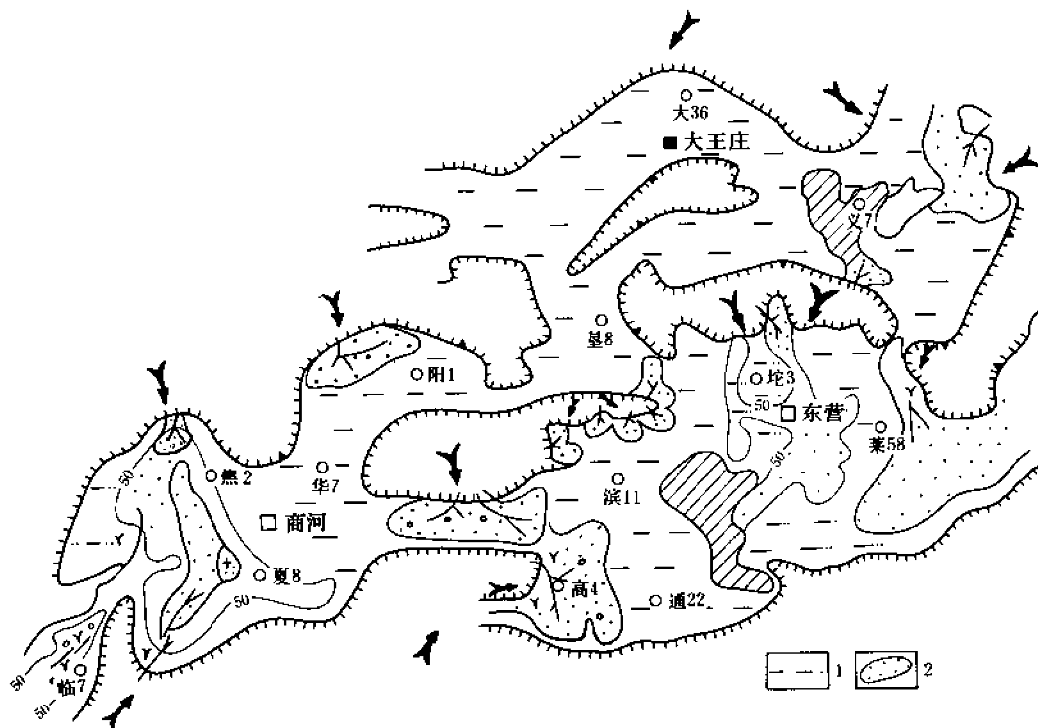


图 1-5-10 济阳坳陷沙三中沉积相平面图
1—三角洲前缘斜坡及前三角洲;2—沿岸沙坝
(其它图例同图 1-5-9)

在这些湖盆内有较多适应深水环境的古生物化石，如脊刺华北介、隐瘤华北介、中国华北介、惠民华北介、扁平高盘螺、渤海藻等。有机质含量丰富，有机碳含量 1.5%～2%，总烃含量在 600ppm 以上，氯仿沥青“A”4000ppm。是极好的生油岩层。

2.滨浅湖及三角洲相区

在临近深湖区的边缘水体相对变浅，一些适应浅水的古生物如渤海藻类大量出现。在凸起边缘湖盆的陡岸一侧，沿岸有一些水下冲积扇体，由滨岸浅水区向较深水区，砂层厚度逐渐加厚，撤开后迅速减薄尖灭。由于快速搬运与堆积，这些扇体分选较差。

沙三中、下亚段三角洲相主要分布于东营凹陷东部及惠民凹陷西部。东营凹陷的永安镇、新立村三角洲砂体厚度大，杂体砂岩叠加厚度达 50～200 米；向南延伸，如永 21 井砂岩厚达 230 米，以粉、细砂岩为主。惠民凹陷西部的临盘地区沙三下亚段的三角洲砂岩较发育，往东砂岩减薄至商河油田一带过渡为暗色泥岩；沙三中亚段三角洲砂岩分布在商 35 井以西，向东尖灭，向西减薄（图 1-5-9，1-5-10）。

（二）浊积岩体的类型及分布特点

在济阳坳陷，沙三段沉积的深湖相暗色泥岩、油页岩中夹的数套浊积岩体，分布广，类

型多，是坳陷内的主要含油岩体之一。

1.近岸浊积扇体

主要分布在凹陷的边缘，如孤北、五号桩潜山披覆构造以西、义和庄凸起以东同生大断层下降盘边缘深洼陷中。桩西近岸浊积扇扇体沿五号桩西翼洼陷边缘呈南北向延伸（图1-5-11）。扇体砂岩累积厚度达150米，单层最大厚度34米。砂体包围于800余米厚的深湖相暗色泥岩中，呈透镜体状（图1-5-12），单砂体纵向上显示正韵律。由于近物源，沉积物混杂，砾石及粗粒砂含量高，杂基也为砂、泥混杂。岩芯中含有较多的撕裂屑。部分岩芯中见鲍玛序列A、B段，A、E段。化石有反映深水环境的脊刺华北介、小皱网渤海藻、网状副渤海藻、表面饰单毛孔蜂窝状华北介等。据沉积构造、砂岩几何形态、岩石结构的差异，可将近岸冲积扇进一步划分为内扇、中扇、外扇三个亚相和沟堤、主沟道，沟间、辫状沟道、末梢相五个微相（表1-5-7）。在南部滨县凸起南侧单家寺水下扇前缘的浊积扇体，也属这种类型。

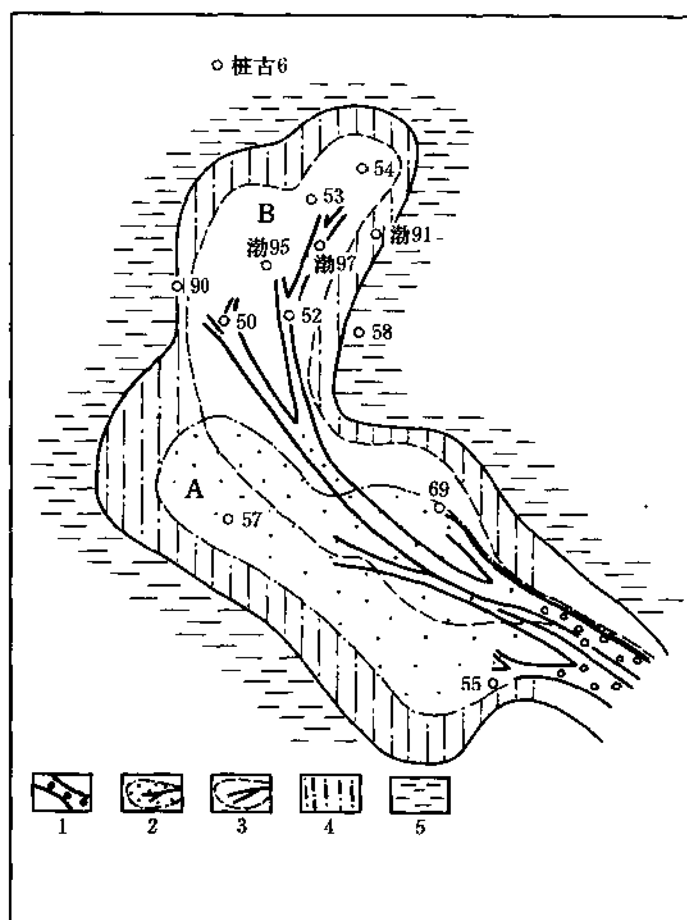


图1-5-11　沾化凹陷五号桩沙三段8砂组近岸浊积扇体图

1—内扇；2—A扇体扇中；3—B扇体扇中；4—外扇；5—其他沉积

表 1-5-7 近岸浊积扇微相划分及岩性特征简表

微相划分		岩石类型及沉积构造	岩屑含量(%)	单砂层厚度(m)	泥质含量(%)	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	含油性
亚相	微相							
内扇	沟堤	层理构造砂岩为主,细砂级,夹深灰色泥岩,含华北介深水化石。变形、平行层理构造发育	17	<1	10~15	5	<1	油斑
	主沟道	颗粒支撑及杂基支撑的砾岩,有均匀层理,递变层理,含似瘤田螺、隔扁螺、博兴假玻璃介等浅水化石,白云质砾屑等浅水相组分,含似瘤田螺高的砾岩为滨—浅湖环境沉积	>25	2~4	<5有时>10	10	1±	油斑
中扇	沟间	块状长石细砂岩及泥岩互层,深、浅水化石共存,砂层顶泥质含量略高		<1				差
	辫状沟道	递变层理为主体,次为块状,平行层理也很发育,为含砾中、细砂岩或含砾不等粒砂岩及粗砂岩,含表幅及属种杂的金星介、土星介等异地埋藏的浅水相化石,砂岩顶部泥质含量增加,逐渐向泥岩过渡,常见冲刷、粗糙平行层理构造,粒度曲线为弧线型、直线型及二段式	17~25	2~8	一般<5	15~23	桩59、74井1~10,桩50井>100	含油好,往往是产油层
外扇	末梢相	递变层理砂岩与泥岩互层,细砂级,富含生物碎片,表幅,深灰色泥岩中含华北介、单刺华北介等深水化石,正递变层理发育,粒度曲线呈上凸弧线型	15~20	一般<1	<5~<10	<10	<10	油斑

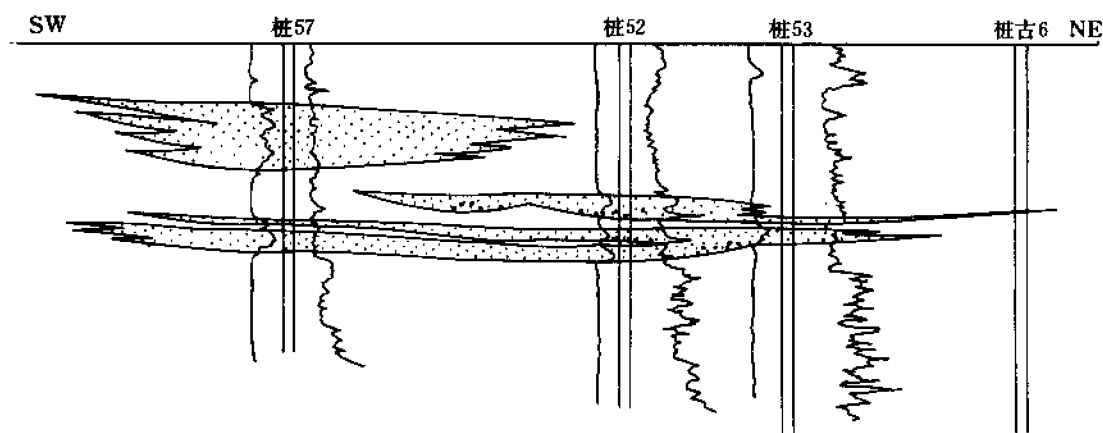


图 1-5-12 沾化凹陷五号桩地区沙三中近岸浊积扇剖面图

2.远岸浊积扇

这类浊积扇体具有狭长的水道沉积，至湖底平原散开成扇。在坳陷内分布较广，于北部的沾化凹陷、南部的东营凹陷、西部惠民凹陷等均有发现。比较典型的有沾化凹陷东南部的渤南浊积扇体、利津洼子南部梁家楼浊积扇体，广利浊积扇体等。这些浊积扇体的砂砾岩层都是沙三段最好的储集层。如渤南浊积扇体是由水道携带碎屑物质，从渤南油田东南部的孤岛凸起和南部的罗家鼻状构造凸起间的峡谷，进入河口洼陷后呈扇形展开，夹于巨厚的深灰色泥岩、油页岩中，总厚度达 500 米左右。这些砂砾岩体在平面上从东南向西北岩性序列呈规则的递变。东南部为砾状砂岩、混合碎屑岩，向北变为粉、细砂岩。岩屑、杂基含量也从东南向西北逐渐减少。根据矿物分析及岩石相资料证实，渤海浊积扇体的主要物源来自东南方向的孤岛凸起（图 1-5-13，1-5-14，1-5-15，1-5-16）。地层倾角测井资料证实，古水流方向为南东—北西向（图 1-5-17）。砂体走向也呈南东—北西向。纵向上由多个正韵律组成，说明有多次突变事件，每次事件组成一个正韵律。原生沉积构造具鲍马序列程序，东南部岩芯中普遍出现 A 段，西北部岩芯中见到较多结构清晰的 C、D 段。准同生期形成的构造反映重力流、密度流的特点，如在水道中有流动侵蚀痕、重荷模、砂球砂枕构造、泄水构造、变形滑塌构造、撕裂屑等。粒度资料也反映出浊积岩的特点；CM 图上点子大都平行

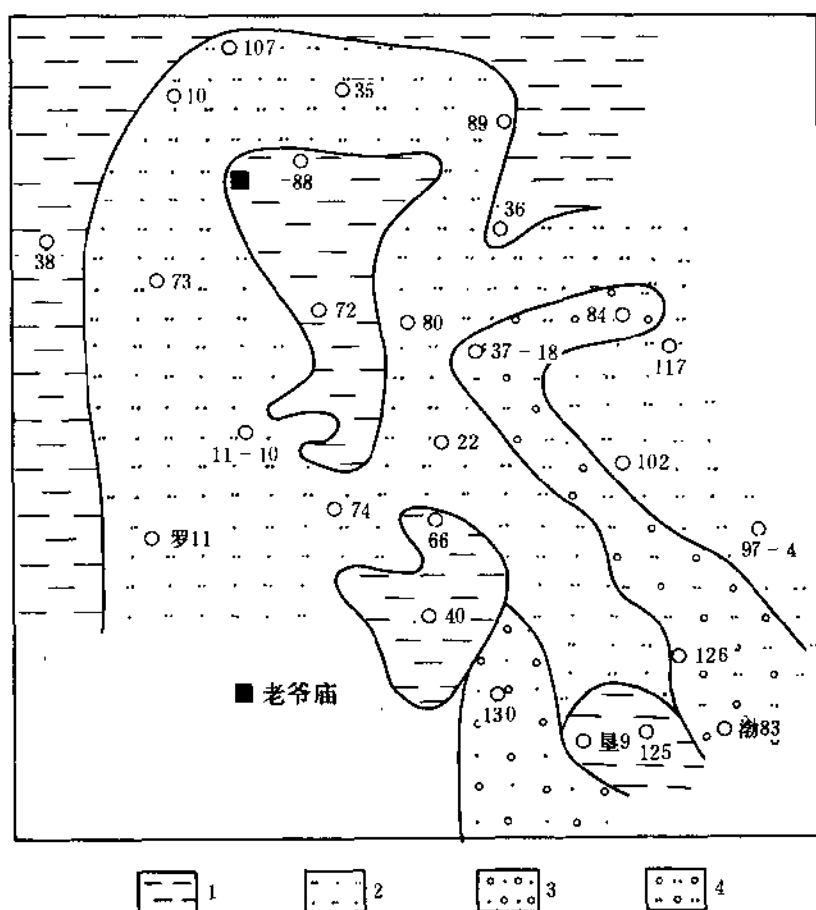


图 1-5-13　沾化凹陷渤南油田沙三中 3 砂组岩石相图

1—深灰色泥岩相；2—粉细砂岩相；3—含砾中粗砂岩相；4—硬砂质含砾长石砂岩相

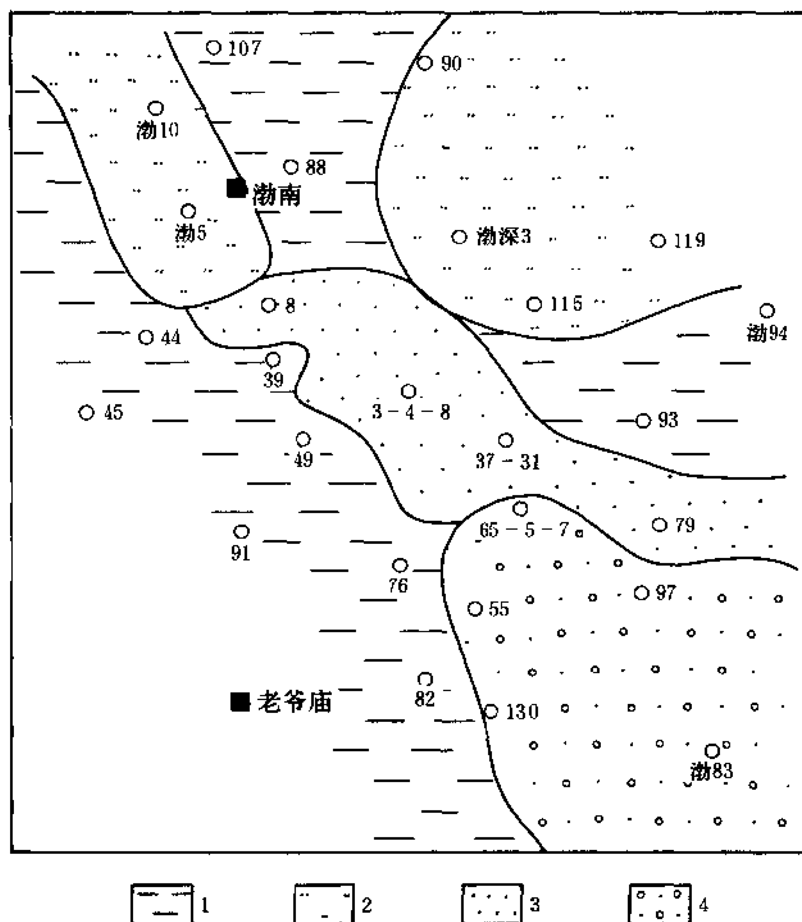


图 1-5-14 沾化凹陷渤南油田沙三下 9 砂组岩石相图

1—深灰色泥岩相；2—长石粉砂岩相；3—硬砂质长石细砂岩相；4—硬砂质含砾长石中粗砂岩相

于 C=M 的线段，属粒序递变悬浮区，在概率图上显示出以悬浮搬运为主的特点。据 30 口取芯井的 1145 米岩芯资料、109 口井的岩屑资料及 300 口井的测井资料详细分析，以岩性为基础，砂体厚度为依据，电性、韵律性作参考，单井划相为手段，将渤南浊积扇体划分为内扇、中扇、外扇三个亚相及补给水道、阶地、天然堤辫状水道、叶状体五个微相（表 1-5-8）。各相带砂体的展布呈南东—北西延伸的扇形体（图 1-5-18，1-5-19）。在沙三下（9 砂组）沉积时期从孤岛凸起方向的强水流，通过峡谷进入河口洼陷形成东南—西北向的湖底深切水道；水道深 40～70 米，宽 1000～1500 米，走向 340°，延伸长度 12 公里。两侧为较陡的阶地，外侧为天然堤沉积。中期（8～2 砂组沉积时期）是以辫状水道为骨架组成叶状体，呈扇形展开。渤南浊积扇从沉积序列和砂体几何形态，都是比较典型的远岸浊积扇，梁家楼浊积扇面积 100 平方公里，碎屑物质来自南部鲁西隆起泰山群花岗片麻岩。洪水期间，这些碎屑物质从高地经纯化镇两个古鼻状隆起间的狭谷水道，进入湖盆。在纯 51 井一带宽约 1 公里的补给水道，将碎屑物质带入湖底，形成递变层理发育的水底扇（图 1-5-20）。该扇体从物源区到深水区的梁 23 井一带，宽 15 公里，形成具内扇补给水道、中

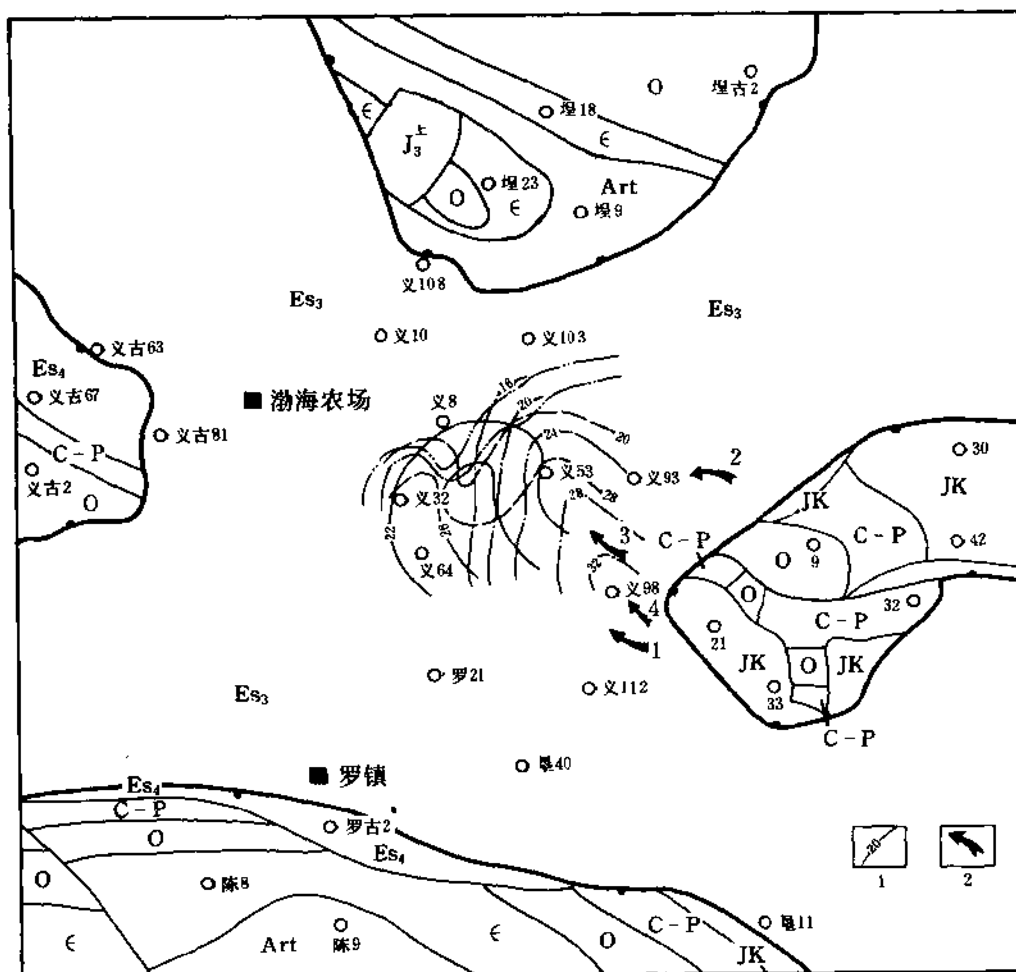


图 1-5-15 沾化凹陷渤南油田沙三中 1—4 砂组主要物源方向图

(1-1-4 砂组岩块含量等值线(米);2-1-4 砂组物源方向)

扇辫状水系、道间沉积及外扇的完整浊积扇体系。

3.滑塌浊积扇

这类浊积岩体居于深湖相厚层深灰色泥岩中，多见于三角洲前缘斜坡带的前端。如东营凹陷永安镇三角洲前缘斜坡带前端的营 2、营 4、营 6 井区的滑塌浊积岩，惠民凹陷临南三角洲前缘斜坡带下部的浊积岩及东营六户洼陷的滑塌浊积岩透镜体等。其中六户洼陷滑塌浊积岩透镜体，单个面积一般只有 0.5～1 平方公里，厚度 5～10 米，叠合连片面积约 200 平方公里。分布于三角洲前缘斜坡带的前端。在一些地质事件的激动下，如地层的塑性层拱张，水下古地形由平缓下倾变为起伏不平的水下丘陵地，部分未固结的砂体向丘间洼陷下滑而形成分散的、各自孤立的砂体；或由于地震影响，使沉积在三角洲高部位的砂体受震动而下滑到三角洲前缘斜坡带下部洼陷部位沉积。由于湖水进退较频繁，三角洲体系的摆动进退，导致这类浊积岩透镜体上下叠置，满洼分布。经较多的岩芯肉眼及镜下观察，这类砂体

岩性以细、粉砂岩为主，偶见砾石。分选中等。变形层理发育，砂岩中含大量撕裂屑及小错动层。据粒度资料分析，概率图反映以递变悬浮搬运为主。说明这些透镜体砂岩具有浊积岩特征及再沉积扰动特征。

表 1-5-8　渤南浊积扇微相划分特征表

亚相	微相	标志						
		岩性	厚度(m)	构造	比值		测井曲线形态	韵律
					砂泥比值	代表井层		
内扇(上扇)	补给水道	混合碎屑岩粒径大于 0.3~1mm	40~50 厚层砂岩	冲蚀、冲刷构造 A–E 鲍马系列多出现 A 段	2±	义 98,义 125 井 9 砂组	箱形	正
	阶地	含砾不等砾砂岩	坡度陡厚度变化大 5~40	AB,BCE 段	0.2~0.4	义 126、义 127 井 9 砂组	不同部位形态不同,多为正三角形	正
	天然堤	粉、细砂岩	<5	纹层 多出现 C~E 段	0.06	义 82 井 9 砂组	齿形	正 复合
中扇	辫状水道	含砾粗一中砂岩为主,粒径大于 0.15~1	10~20	粒序递变层理 层底面常见各种印模	0.3~0.9	义 65—5—2 井 义 65—1 井	正三角形	正
	叶状体	细砂岩为主粒径 0.1~0.3	>10	各种印模 B—C 段	0.7~1.5	义 37—28 井 义 37—34 井	箱形 半圆形	正 复合
外扇(下扇)		粉砂岩粉砂泥质互层,粒径 0.05~0.1	薄层、互层小于 5	C、D、E 段频繁出现	0.1~0.3	义 37—4 井 义 25—1 井	正三角形 反三角形 齿形	正 反

目前在坳陷内发现的浊积岩砂砾岩体中，以远岸浊积扇体的规模较大，易于寻找；其次为滑塌浊积岩，在凹陷的深湖相泥岩中呈透镜砂体存在，应用地震地层学方法，地震相与沉积相相结合亦易发现，单个透镜体面积虽小，但叠加迁移的数个透镜体累积，其面积和厚度也是较大的；近岸浊积体多发育在凸起边缘或同生大断层边缘，易于寻找。

（三）浊积岩体储集层的含油性

在坳陷内已发现的浊积岩体储油性大都很好。如最早发现的滑塌浊积岩体——营 2 透镜体获高压高产油流，原始地层压力达 45.3 兆帕，压力系数 1.65。于 1962 年 9 月 23 日投

产，15 毫米油嘴日初产达 521 吨，为 923 厂（胜利油田前用名）首创的高产油井。营 6 透镜体初产也达 418 吨／日。这类油层多为粉、细砂岩，颗粒与胶结物形成孔隙—接触式的胶结类型，胶结物多为蒙脱石—伊利石类，含量 5%～10%；孔隙度 18%～30%；渗透率 $40\times10^{-3}\sim300\times10^{-3}$ 二次方微米。颗粒磨圆度较好，呈次圆—次棱角状。矿物成分中，石英含量较高，约占 55%～60%；岩屑含量较低，为 10%～15%；长石为 25%～35%。说明这类砂体搬运距离较远，分选较好，杂基含量少，储油性能好。

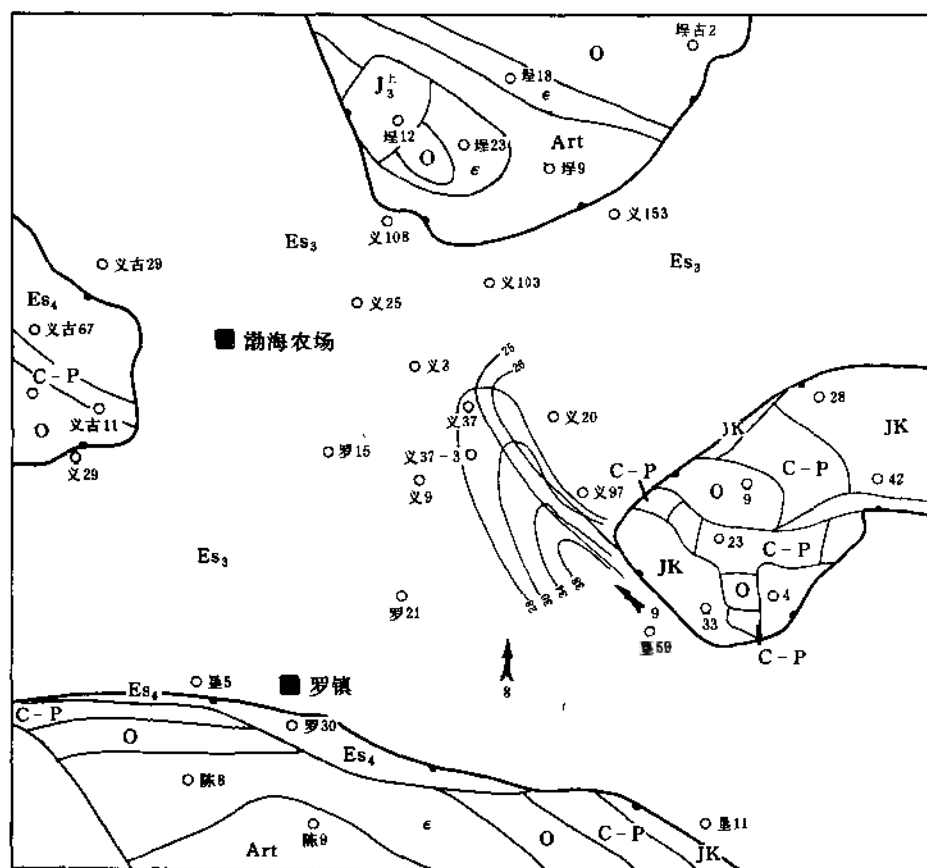


图 1-5-16　沾化凹陷渤南油田沙三中 8、9 砂组主要物源方向图

（图例同图 1-5-15）

近岸浊积扇体由于是近源搬运、近岸沉积，沉积物分选性差，尤其内扇部位孔隙度、渗透率均很低。如五号桩近岸扇的内扇部位砂砾岩混杂，杂基含量高，渗透率仅有 1×10^{-3} 二次方微米左右；中扇部位孔隙度、渗透率变好，主要产油层的渗透率达 100×10^{-3} 二次方微米以上（表 1-5-9）。

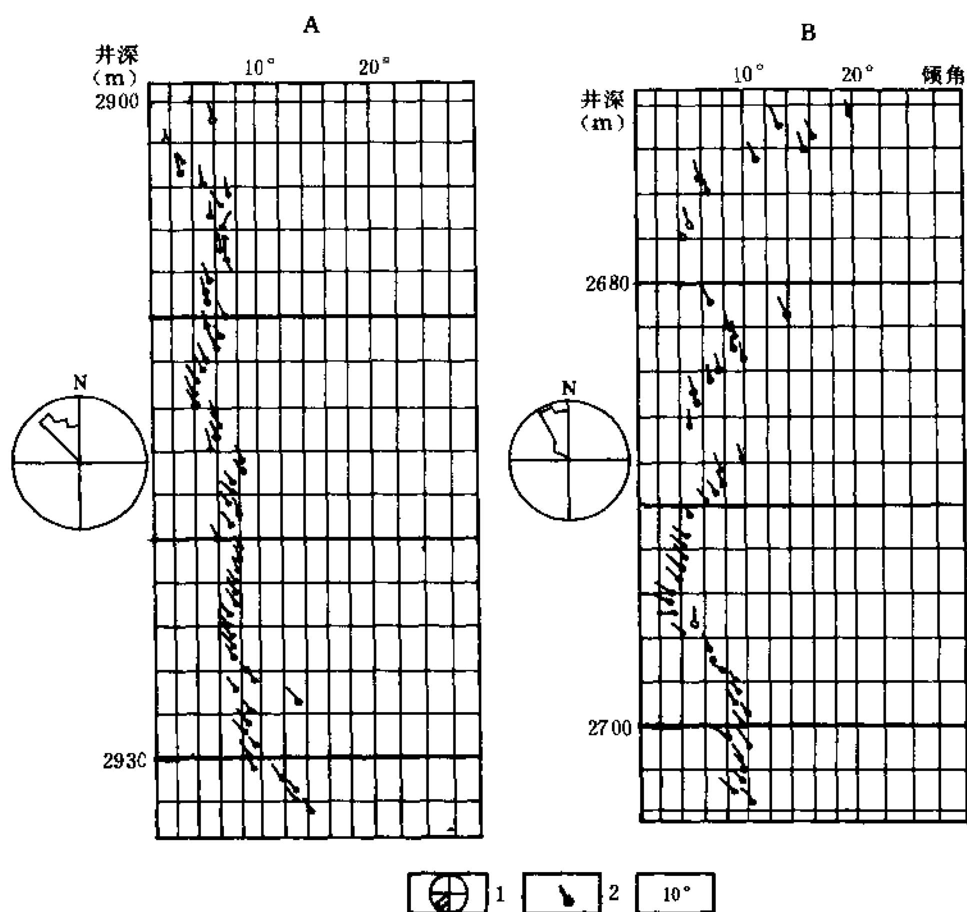


图 1-5-17　沾化凹陷渤南油田沙三段地层倾角图

A—义 120 井 8 砂组;B—义 128 井 3 砂组;1—矢量及方位频率图;2—矢量倾向

表 1-5-9　浊积岩各相带储集层物性特征表

亚相	微相	物性特征			
		泥质含量(%)	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	含油性
内扇	沟堤	10~15	5	<1	油斑
	主沟道	<5 5~10	10	1±	油斑
中扇	辫状水道	<5	15~23	>100	含油性好 主要产油层
外扇	末稍带	<5 个别>5	<10	1<10	油斑

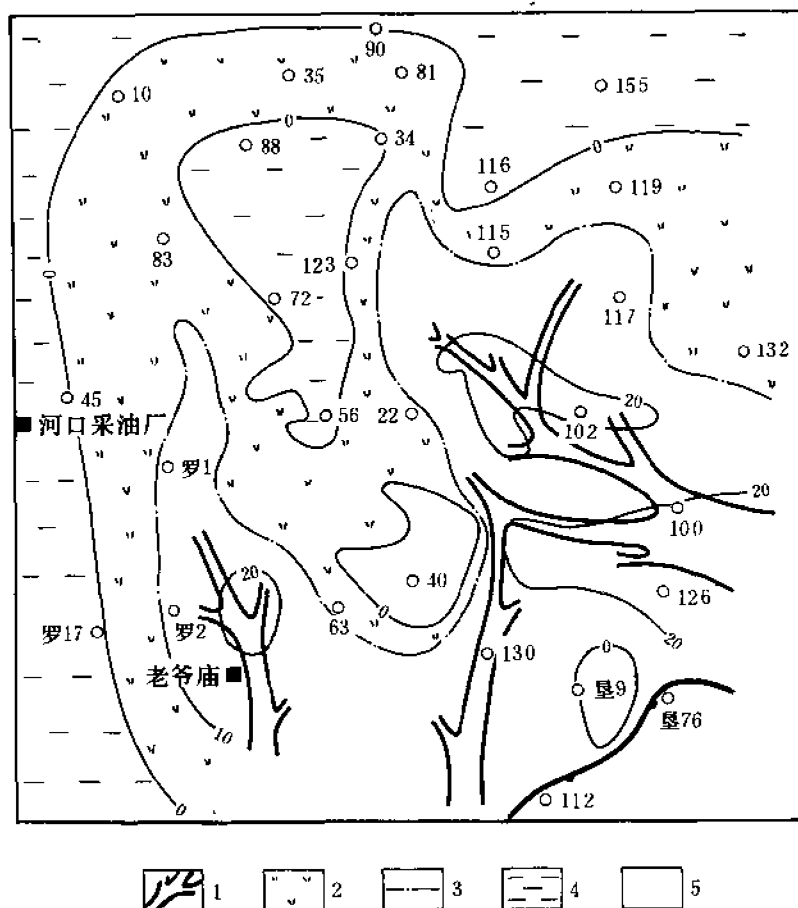


图 1–5–18　沾化凹陷渤南油田沙三中段第 3 沉积时间单元相平面图

1—中扇辫状水道；2—外扇；3—中外扇分界线；4—深湖相泥岩区；5—中扇叶状体；

（图中细实线为厚度等值线（米））

远岸浊积扇体，由于在搬运过程中，岩石碎屑经过程度不同的筛选，物性较好，尤其中扇部位的砂体是极好的储集层。如渤南浊积扇的中扇部位岩石物性、含油性均较好（表 1–5–10），含油饱和度达 65%。一些高产井多分布在中扇部位。例如义 11 井油层厚 13.3 米，有效厚度 9.6 米，初产量 1161 吨／日。日产百吨的油井中居于中扇部位的占 90%以上。

以上三类浊积岩体在坳陷内均有较好的油田发现，有的油田已开采数十年，如东营、辛镇、渤南、梁家楼等油田。这三类扇体中以远岸浊积扇形成的油田规模最大，多为大中型油田，油层厚、面积大、物性好、产量高，最易开采，是主要的勘探对象。近岸浊积扇控制的油田大都属中小规模，虽物性较差，但油层厚，便于开采。滑塌浊积扇体类型的油田，储集层岩性细、分选较好，油质轻，由于埋深大往往出现异常高压，油层高产自喷，但油层较薄，平面上单个透镜体寻找难度大。近年来用地震相研究沉积环境的普及应用，对寻找这类

油层已不甚困难，应加强对这类高压高产油层的勘探。

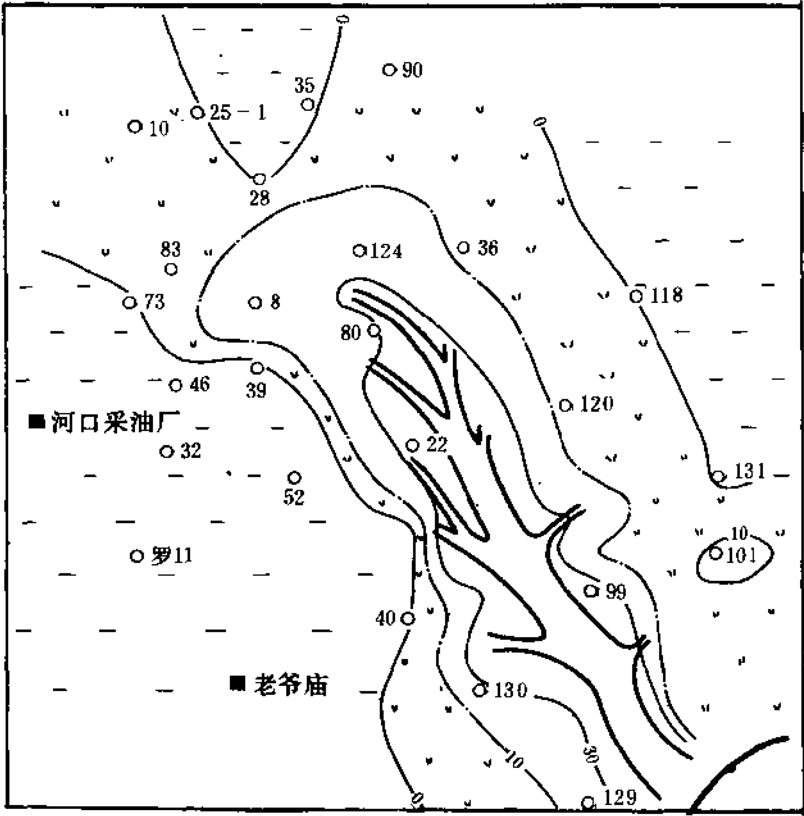


图 1－5－19　沾化凹陷渤南油田沙三下段第 9 沉积时间单元相平面图

(图例同图 1－5－18)

表 1－5－10　各微相储集层物性特征统计表

亚相	微相	岩性结构			物性特征					
		粒度(mm)	磨圆度	结构类型	胶结物含量(%)	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	主要孔喉半径(μm)	渗透率贡献值(%)	含油饱和度(%)
上扇	补给水道	砾石粗—中砂 >1～0.5	棱—次棱	杂基支撑	5～15	15～18	8～40	0.6～10	30～50	50
中扇	辫状水道	中—细砂岩 0.5～0.12	次棱	颗粒支撑	5～13	18～22	20～100	1.6～6.3	50～80	65
	叶状体	细砂 0.15～0.25	次棱次圆	颗粒支撑	6～12	20～24	最大 200～500	2.5～16	60～90	
外扇		粉砂 0.1～0.05	次棱次圆	颗粒支撑	8～12	18～21		1.6～16	60～80	60

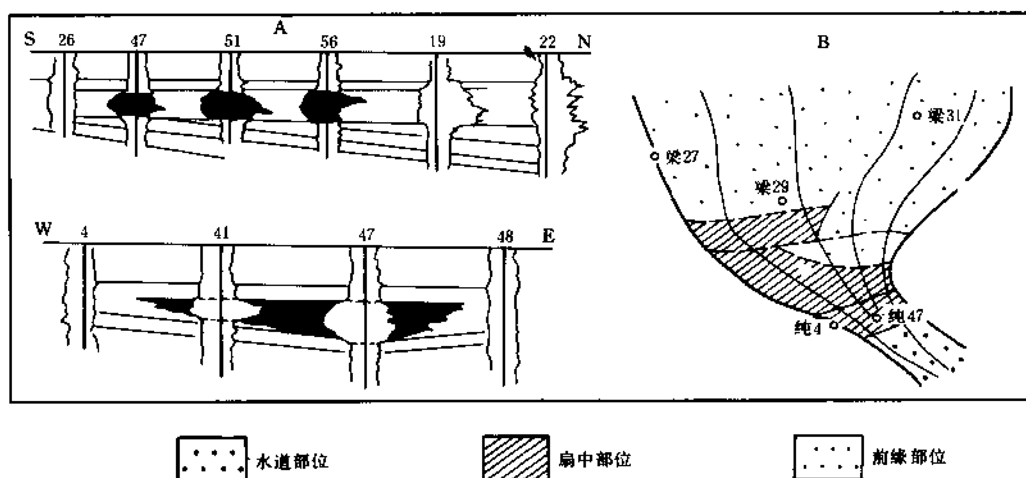


图 1-5-20　东营凹陷梁家楼地区远岸浊积扇水道剖面(A)及扇体形态(B)图

二、沙三上亚段三角洲沉积与砂岩体类型

在沙三段沉积的晚期（沙三上部沉积时），河流三角洲的充填加积作用超过坳陷的沉降作用，发生补偿，湖泊水体收缩，湖水变浅，古生物化石种属增多。如中国华北介、具脊盘螺等与喜湿性植物如副渤海藻、桤木属等滋生兴旺。到沙三段沉积末期，在坳陷南部东营凹陷一带，沙三时期的生物大量灭绝，环境由半深湖相过渡到浅湖相。在坳陷东西端，隆起区面积大，泰山群古隆起被剥蚀，大量的碎屑物质沿河流搬运人湖，形成三角洲的主要物源。坳陷内大部分地区沙三段上部岩性为灰色泥岩夹砂质岩，地层总厚度 200 米，砂、泥岩比为 40%左右，说明沙三段上部的砂质岩比沙三段中下部发育。东营、惠民凹陷的砂质岩较车镇、沾化凹陷多，且以三角洲相沉积占优势，三角洲前缘相砂体十分发育。后两个凹陷中由于沙三段上部受剥蚀保存不全，主要为灰色泥岩与油页岩。北部埕子口凸起以南，和东部垦东青坨子凸起以北，也出现众多的冲积扇及三角洲类型的砂体。

（一）沙三段上部沉积相区

该时期沉积相区从凹陷中心到边缘可划分为深湖相区、滨浅湖相区、冲积平原相区。纵向上自下而上相序是一致的。每一个相区又可进一步分出亚相带（见表 1-5-11，图 1-5-21）。

1.较深湖相区

分布于坳陷北部的车镇、沾化及惠民凹陷的中部。岩性主要为深灰色泥岩、油页岩。滨县凸起周围为灰色泥岩中夹薄层粉砂、泥质粉砂岩。泥岩的微细水平层理发育，常见中国华北介、惠东华北介、三脊塔螺、污脏棒球藻等深水—半深水化石。

2.滨—浅湖相区

分布于东营凹陷及惠民凹陷东、北部。由于有河流带人的大量碎屑人湖，故在这些地区三角洲相发育，沉积巨厚的三角洲砂体。而在远离河口的地区，如东营凹陷西部，主要为灰色泥岩夹少量砂岩的浅湖相沉积物。在沾化、车镇凹陷边缘有狭窄的滨湖带。义北大王庄和垦利桩西—五号桩一带水下高部位沉积生物灰岩，后期又被剥蚀。

表 1–5–11　沙三段上部各沉积相、微相划分表

相区	亚相	主要岩性
较深湖相	前三角洲	灰色泥岩 油页岩
滨—浅 湖相	三角洲前缘	砂岩
	三角洲侧缘	
	滨岸带	砂岩见鲕粒
冲积平原相	三角洲平原 山前冲积平原	砂、砾岩

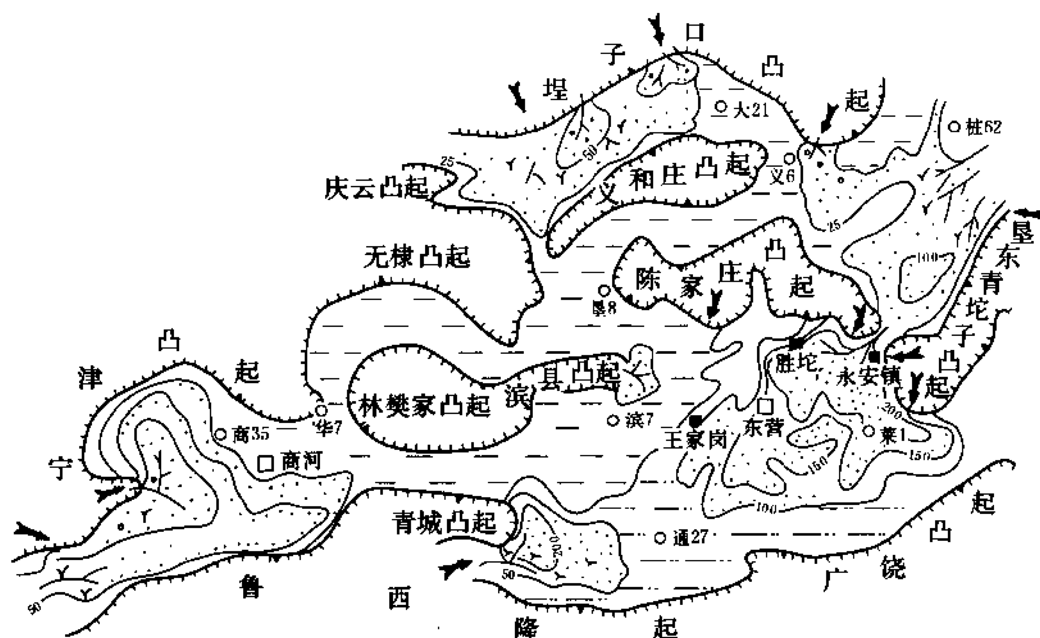


图 1–5–21　济阳坳陷沙三上沉积相平面图

(图例同图 1–5–9)

3.冲积平原相区

冲积平原中河流相主要分布于靠近凸起的周围。冲积扇沉积物在坡度变缓的环境下形成分支流河道、河漫滩等沉积。在东营凹陷的东侧与北侧陈家庄、青坨子凸起向凹陷一侧，北部埕子口凸起南面向凹陷一侧，均发育冲积扇体。在冲积扇的上扇部位，大都为泥石流沉积物。下扇下方发育冲积平原沉积，有分支流河道、漫滩等沉积物。

(二) 沙三段上部三角洲相砂体类型与分布

三角洲相砂体是济阳坳陷内沙三段上部的主要沉积砂体，也是主要的储集层。它厚度大、分布广，尤其在东营、惠民凹陷最为发育。在惠民凹陷内沙三段上部三角洲相分布区占凹陷总面积的五分之三。由于物源丰富，河流发育，南部和西部临盘、商河等地区有三个大型三角洲组成复合三角洲体（图 1–5–22），沉积厚度大，累厚达 700 余米，为河控进积型三角洲。垂向剖面显示湖退序列。岩性为频繁间互的灰色、棕褐色泥岩和浅灰色、灰绿色粉、细砂岩和中砂岩构成完整的三角洲复合韵律（图 1–5–23）。东营凹陷内三角洲分布面积约 3000 平方公里，占凹陷面积的五分之三，最为突出的永安镇、胜坨、王家岗三角洲汇聚叠合而成范围广、厚度大的三角洲体系（见图 1–5–21）。

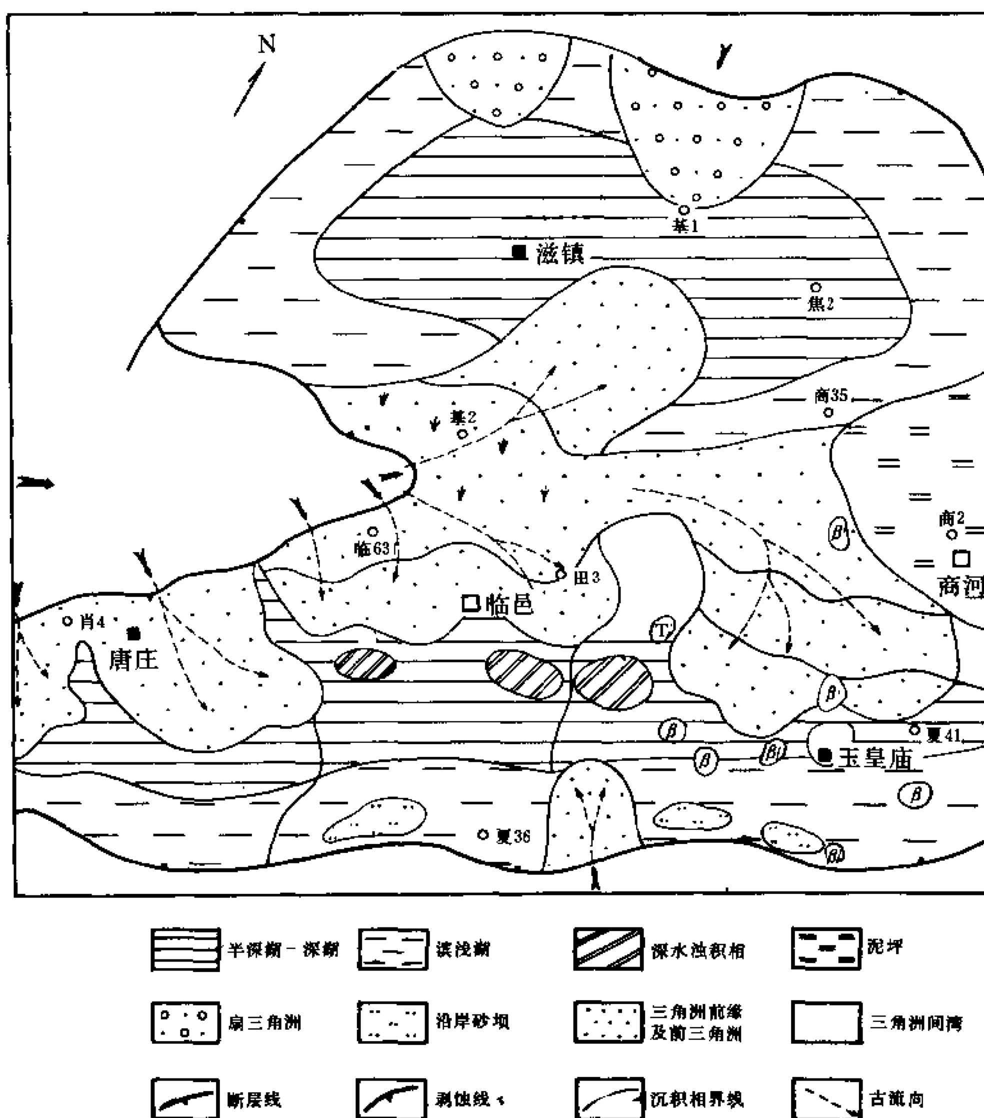


图 1–5–22　惠民凹陷西部沙三上沉积相图

β—火山岩相;T—次火山岩相

胜坨三角洲可以作为三角洲建造的一个缩影。它是典型的进积式三角洲，面积广、厚度大，沉积序列清楚，是国内较为典型的三角洲沉积体系，其中以沙三上 8 砂组三角洲最为典型。它是一个发育完整的进积式三角洲组合体（图 1–5–24），平面上湖岸线明显的自东向西推进，从东边的永安镇到西部的利津洼陷，由三角洲平原亚相过渡为三角洲前缘亚相、前三角洲亚相（图 1–5–25）。这些亚相又可进一步划分为各种微相（表 1–5–12）。

剖面	岩性	沉积构造	古生物	环境		来源
	杂色泥岩，夹碳质页岩，粉砂岩	块状层理，水平层理	植物根、叶、沼泽拟星介	三角洲平原	分流间漫滩沼泽	临63
	粉砂岩，泥质较多	波状层理，上攀层理	植物叶、干、碎片、螺		天然堤	临63
	粉－细砂岩常具冲刷面，泥砾	波状交错、板状及槽状交错层理平行层理	同上		分流河道	临45
	粉－细砂岩，偶为中砂岩，泥质少	波状交错、交错层理，平行层理，变形层理	少量螺、蚌碎片	三角洲前缘	河口坝	临45
	薄砂泥岩互层	透镜状，脉状层理	介形虫		远沙坝	临45
	暗色泥、页岩	块状层理或水平纹理	华北介丰富，见鱼鳞、骨化石	前三角洲		临45

图 1–5–23　惠民凹陷西部沙三上三角洲沉积层序剖面图

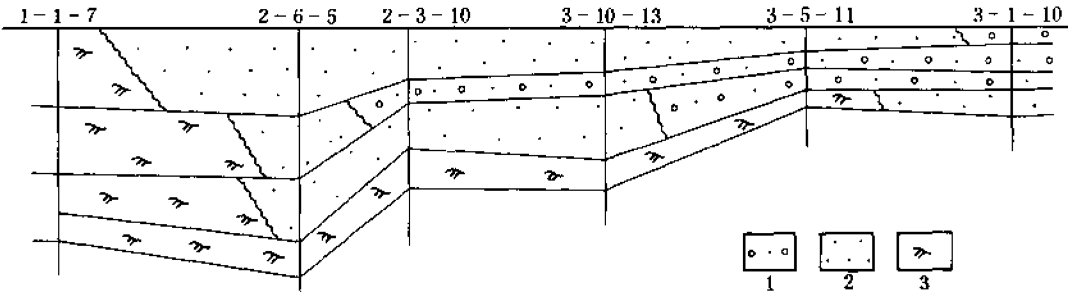


图 1–5–24　东营凹陷北部胜坨油田沙三上 8 砂组三角洲纵向演变图

1—三角洲平原亚相；2—三角洲前缘亚相；3—前三角洲亚相

这些亚相和微相的沉积物具有不同的岩性、结构组合及分布特点，现分述如下。

1.三角洲平原亚相

为一套砂、泥岩组合，主要为灰白色砂岩与灰色、灰绿色泥岩。碳质泥、页岩发育，总厚度 100～200 米。在东营凹陷东部和惠民凹陷分布较广。据砂体的几何形态及岩性特征可划分出分流河道、河间洼地（间湾沉积）、沼泽沉积等。

(1) 分流河道　多以单向水流为特征，迁移频繁，砂体平面分布呈网状或树枝状。以胜坨三角洲平原为例，主要为砂岩、粉砂岩，砂层底部偶有砾石成分。单砂层厚度一般为2～6米，多呈正韵律；砂岩中层理发育，可见槽状、楔状交错层理，在顶部粉砂岩中有波状层理和爬升层理；矿物成分中石英占45%～50%，长石30%～35%，岩屑15%～20%；泥质胶结，含量6%～8%；粒度概率图表现出以跃移总体为主，斜率40%～30%，悬浮总体20%～40%，接近湖岸附近的样品在跃移总体中出现双跳跃，说明有湖浪与河流双向水流作用。

表1-5-12　三角洲亚相、微相划分表

相	亚相	微相	岩性
三角洲	三角洲平原	分流河道、天然堤沼泽、河间洼地	细—中砂岩为主 粉砂质泥岩 碳质泥岩
	三角洲前缘	河口坝、湖滩砂、席状砂、末稍砂坝、侧、前缘斜坡	粉、细砂岩为主
	前三角洲		灰色泥岩

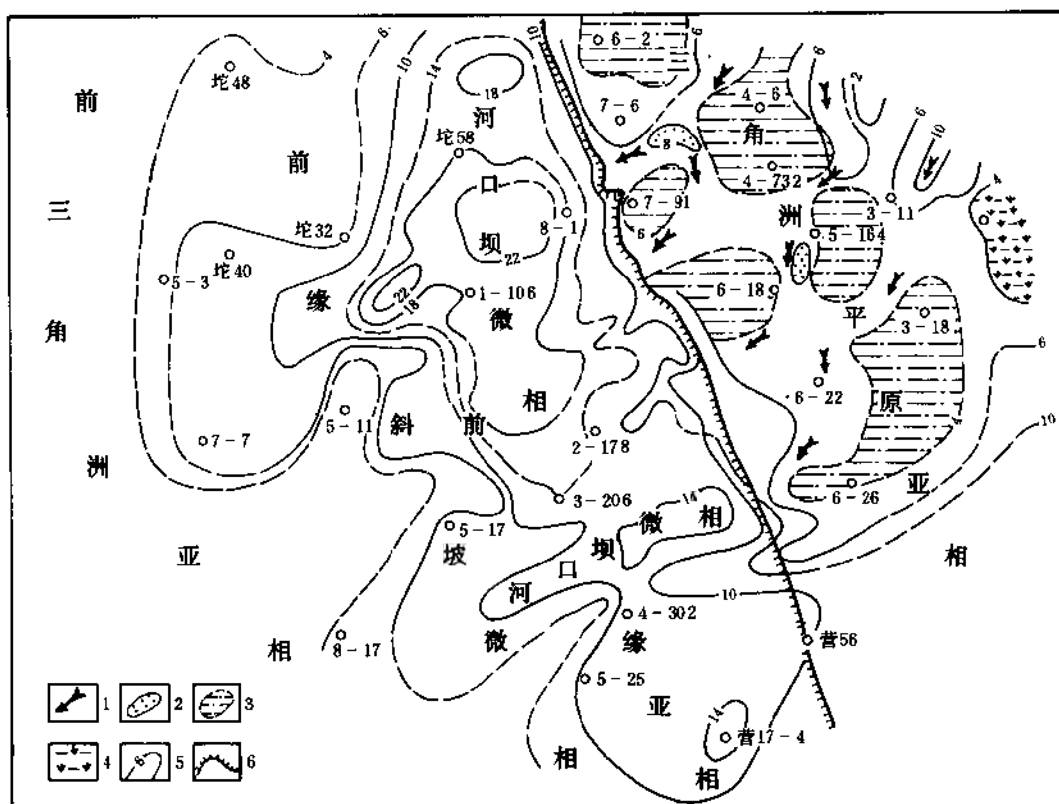


图1-5-25　东营凹陷北部胜坨油田沙三上8砂组三角洲相平面演变图

1—河道亚相；2—点砂坝亚相；3—河漫滩亚相；4—沼泽亚相；5—砂层等值线(米)；6—湖岸线

(2) 间湾、沼泽沉积　在分流河道间，由于有溢出天然堤的细砂与泥、碳质泥等间互成层沉积于分流河道间，形成间湾沉积。远岸部分有沼泽沉积。

(3) 天然堤沉积　位于分支流河道的两旁，是洪泛期河水漫出河岸淤积而成。以粉砂和粉砂泥为主。

2.三角洲前缘亚相

三角洲前缘亚相是三角洲相中分布广、砂体最发育的亚相带。它占三角洲相范围的60%～80%。它的沉积厚度大，一般可达300～400米，而80%以上均为厚层块状砂岩；砂岩的单层厚度可达20～50米。一个沉积时间单元的砂体面积可达数十平方公里，数个时间单元的砂体叠加连片面积可达1000～2000平方公里。岩性多为粉、细砂岩，呈反韵律。泥岩多在砂体的顶、底，一般为灰色—浅灰色，泥岩中有丰富的介形虫化石。

三角洲在前缘亚相中有多种微相的砂体。分流河道入湖口一带，形成与湖岸线方向大致一致或直交的河口坝砂体；沿湖岸线向湖一侧有湖滩砂；河口坝与河口坝之间由于受湖浪再改造而形成席状砂；河口坝的前端及侧缘形成前缘斜坡、侧缘斜坡带砂体。它们各有特点。

(1) 河口坝砂体　是三角洲前缘亚相中的骨干砂体，由分流河道不断向前推进作用而形成。当水流进入湖盆后流速减慢，携带能量减少，沉积速率很高。沉积物受河流和湖浪的作用，在分流出口附近沉积了厚度大、面积广的河口坝砂体；如胜坨油田沙三段第8砂层组即是较完整的河口坝砂体。该砂体规模大、厚度大，一般一个时间单元砂体厚达20米以上。自下而上呈反韵律组合，下部为粉砂岩，中部为粉—细砂岩，上部多为细砂岩夹中砂岩，有的剖面上有细砾石（图1-5-26）。矿物成分石英占50%～55%，长石25%～30%，岩屑10%～25%；胶结物为泥质，含量6%～8%，成分为蒙脱石、伊利石及少量高岭石，胶结类型为孔隙—接触式；这类砂体层理发育，上部多见斜层理、水平层理，中下部为水平波纹层理、水平层理，与底部的前三角洲相泥岩呈过渡接触。灰色泥岩中有大量动植物化石，如中国华北介、扁平高盘螺、渤海藻等。

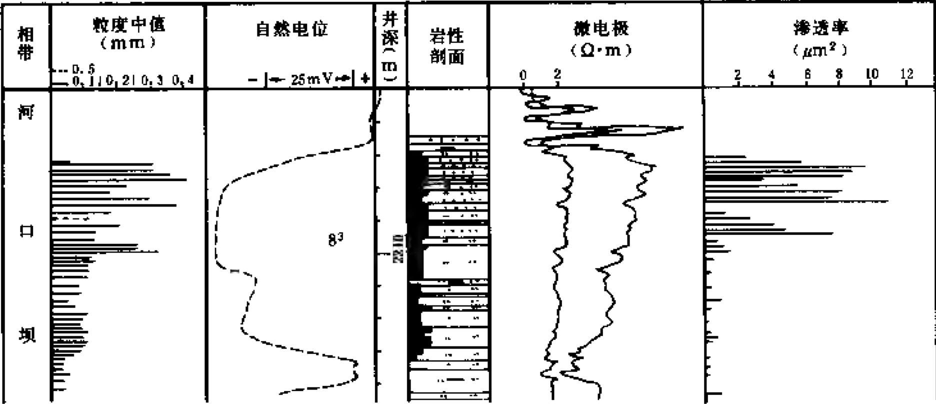


图1-5-26　胜坨油田沙三上8砂组三角洲前缘河口坝砂体剖面图

(2) 席状砂、湖滩砂砂体　这两种类型的砂体都是三角洲前缘大部分沉积物进行再分配的产物。席状砂的部位多在两个河口坝之间。湖滩砂的部位在分流河口入湖的湖岸线靠湖一

侧较狭窄的长条形地带。前者是河口坝砂体被湖浪再分配的产物，后者是水进时湖浪与岸流作用的结果。湖滩砂粒度较席状砂粗，为中、细砂岩组成，粒度中值 0.2～0.3 毫米；席状砂一般 0.12～0.2 毫米，多呈不明显的反韵律，自然电位曲线形态呈箱形（图 1–5–27）。由于受湖浪簸扬作用的影响，颗粒分选好。概率曲线的跃移总体斜率 60°～70°，并出现双跳跃，反映双向水流的作用。这套砂体一般厚 5～10 米，砂体上部交错纹层，中下部见波纹层理。岩石成分含量与河口坝砂体相似。由于湖水的簸扬作用，胶结物含量较少。

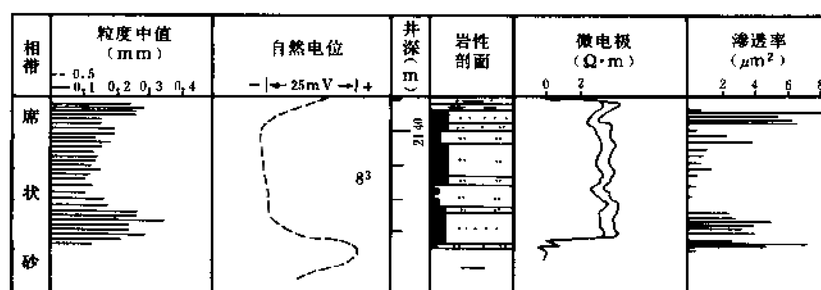


图 1–5–27　胜坨油田沙三上 8 砂组三角洲前缘席状砂体剖面图

(3) 末稍砂坝　是三角洲前缘斜坡再向湖伸入的部分。砂质岩含量很少，一般小于 5%，砂泥比仅占 0.05～0.1。在粉砂岩段多的层中，见有波痕层理、水流波痕和小型递变层理。

（三）三角洲砂体的储油性

三角洲砂体储油性能好，尤其三角洲前缘亚相砂体是三角洲体系的骨干砂体，储油性能最佳。各亚相砂体的储油性能简介如下：

(1) 三角洲平原分流河道砂体　岩性一般为中—细砂岩，粒度中值 0.14～0.27 毫米，渗透率 1×10^{-3}～4×10^{-3} 二次方微米，砂层底部较高，孔喉半径大于 10 微米。主要孔喉区间 10～25 微米，在这区间内渗透率贡献值达 47%以上，为接触式胶结类型。

(2) 前缘河口坝砂体　这类砂体厚度大，岩性物性好，是储油的最佳场所之一。粒度大小一般为 0.05～0.25 毫米，由于受湖水簸扬作用的淘洗，分选均匀。粒度剖面图 Q_3—md—Q_1 为对称型，指数 223、334、445。说明粒度大小接近。概率曲线跃移总体占 60～80%。粒径集中在 2.5～3.5ϕ 之间，说明粒度均匀。渗透率在反韵律砂体的上部最高，一般 2×10^{-3}～3×10^{-3} 二次方微米，平均 0.5×10^{-3}～1.5×10^{-3} 二次方微米。孔喉半径 6.3～16 微米，在主要流动孔喉区间 10～16 微米范围内，渗透率贡献值达 70%，这类砂体原始含油饱和度达 80%以上。

(3) 席状砂、湖滩砂　这类砂体粒度均匀，分选好，孔隙小但连通好，产能稳而高。由于分选好，反映在 Q_1—md—Q_3 剖析图上几乎为对称型，说明颗粒非常均匀。平均孔喉半径 8～16 微米，连通性好，在主要流动孔隙区间 10～25 微米范围内，渗透率贡献值达 50%，原始含油饱和度达 80%以上。

从薄片与电镜资料，可见三角洲前缘相砂体粒度均匀，孔隙均一，分选好，是良好的储油层。

第五节　下第三系渐新统沙二段沉积相与砂砾岩体的分布

沙二段沉积后全坳陷继续抬升，沙二段沉积时期，坳陷南北两部明显出现分异，南部的东营、惠民凹陷从三角洲平原沼泽环境，逐渐过渡到河流环境；北部车镇、沾化凹陷仍为浅滨湖相沉积。砂岩的沉积厚度以东营凹陷最大，向凹陷中心加厚，如沉积中心的河70井一带，地层厚500多米，砂岩厚度大于200米。惠民凹陷的临南洼陷，砂岩最厚达100多米。车镇凹陷中的车西、套尔河口洼陷是该凹陷中砂岩最厚的地区，厚度达60～80米。沾化凹陷的孤南洼陷，沙二段厚度较大，桩西油田一带有20～30米厚的砂岩。反映物源从凹陷周围凸起搬运入湖，一直伸入中心填满各凹陷内的深洼。因此，沙二段沉积期是形成砂岩丰富、储集层发育的时期。沙二段地层在早、中、晚期都有不同程度的剥蚀，尤以北部和西部剥蚀程度较明显（图1-5-28）。

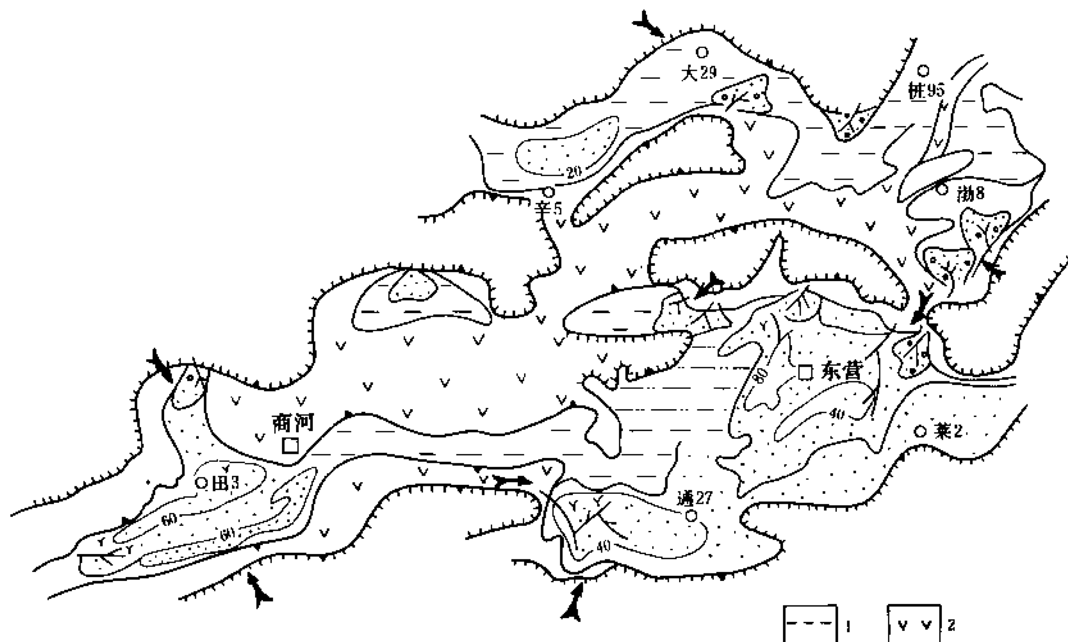


图1-5-28　济阳坳陷沙二下沉积相平面图

1—滨浅湖相;2—剥蚀区

(其他图例同图1-5-9、1-5-10)

一、沙二段沉积相类型

沙二段沉积时期有多种沉积相类型，主要有以下几种。

(一) 洪积—冲积相

古凸起受风化剥蚀所提供的大量碎屑物质，在暴洪事件中由洪流搬运到山谷出口的开阔平缓地带堆积下来，从山谷向盆地方向呈放射状撒开，形态呈锥形、朵形或扇形体，是近源分选最差的沉积物。有的冲积扇直接进入湖泊，形成水下扇或扇三角洲沉积。如东营凹陷陈家庄凸起南麓的胜坨油田北部，由于胜北大断层的影响，坡降大，在沙二段沉积晚期（第

二、三砂组沉积时期）处于干旱环境，季节性暴洪事件将陈家庄凸起的大量花岗片麻岩碎屑携带堆积于断层南侧陡坡处，形成一套冲积扇砂砾岩体。上扇部位为泥石流沉积，砾、砂、泥混杂，分选差，从 Q_1—md—Q_3 图明显看出分选差异大。泥岩呈红、黄、绿色，无化石、层理不发育。在扇中部位有低角度斜层理和平行层理，反映急流快速堆积的组合。粒度概率图反映低斜率线段，C—M 图为大致平行于 C＝M 线段，且 C 值大大高于 M 值。扇体向南延展向下倾方向并入低坡度的辫状河体系，扇体叠加厚度 30～50 米。在扇端部位水流漫出，形成较薄而细的漫流沉积（图 1–5–29）。

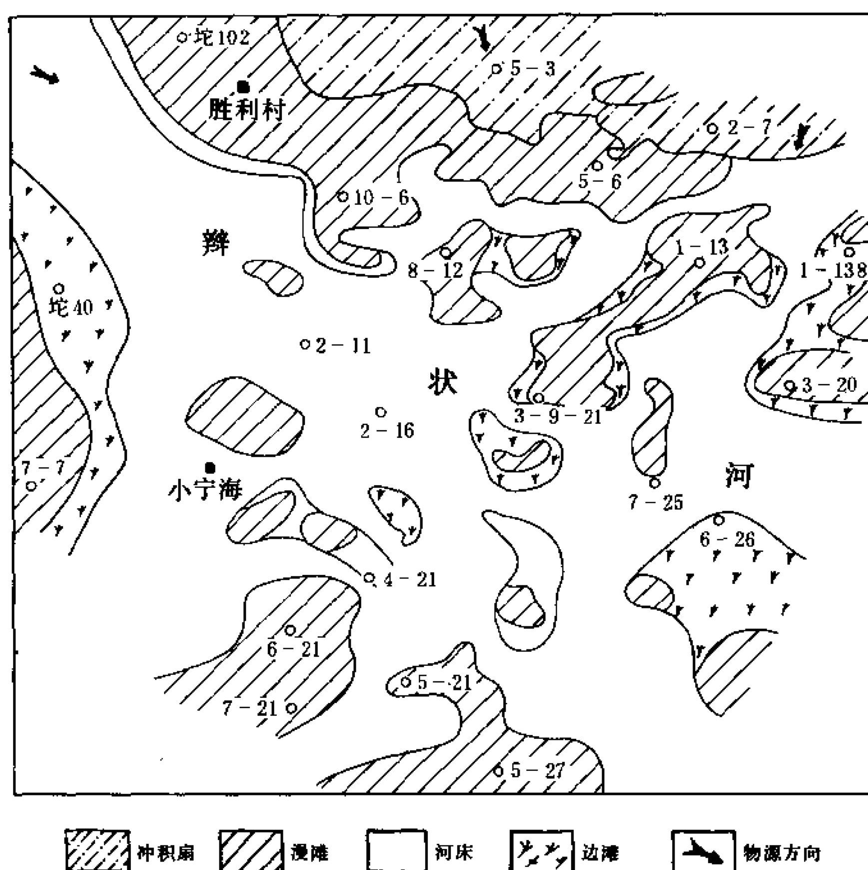


图 1–5–29　济阳坳陷沙二上冲积扇与辫状河平面展示图

沾化、车镇凹陷中凸起的边缘有冲积扇体，如北部的桩西油田桩 45—1 井岩性为砾状砂岩、细砾岩、中粗砂岩（含油），厚 30 余米，含螺蚌化石，电阻曲线显示为反韵律，似属水下扇的沉积。在沾化凹陷的渤南、罗家油田边缘均有冲积扇体的存在。如渤南油田北端边界附近的义 108 井、义 110 井岩芯中均出现含砾砂岩、砾状砂岩等粗碎屑沉积物，并有螺化石，似水下扇体的沉积。这一带沙二段厚 100～150 米，砂砾岩厚 30～50 米。西部渤南与义东油田之间的四扣洼陷一带，沙二段沉积厚 40～60 米，岩性粗。义深 4 井、义深 7 井的岩

芯均为含砾砂岩夹灰色泥岩，泥岩中见螺化石，属扇体沉积。罗家油田东南也有一些冲积扇体，如罗35井有80米左右的含砾砂岩。这些扇体由于沉积物粗，具有一定的孔隙度和渗透性，大部分均不同程度的含油。

（二）河流相

主要分布于东营凹陷及其周围地区。它是沙二段上部的主要沉积相带（图1-5-30）。由于河流的作用形成一些次一级的地貌单元，如河床、天然堤、泛滥平原，决口扇及废弃河道等亚相及微相。其中河床是搬运沉积物的通道和发生侵蚀和沉积作用的主要场所。现将东营凹陷的河流相沉积分述如下（表1-5-13）。

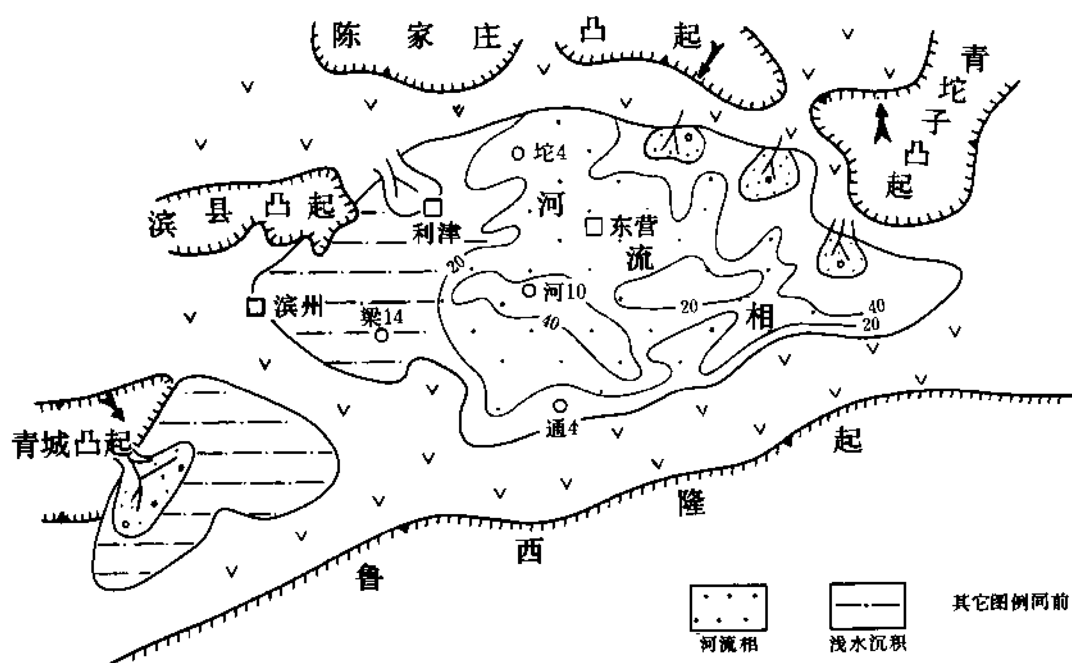


图1-5-30 东营凹陷沙二段沉积相平面图

1.河床亚相

主要有辫状河河床及曲流河河床，在辫状河河床中，多发育河道沙坝（心滩），曲流河河床多发育曲流沙坝或称点坝，多以中、细砂岩为主，底部有砾石或砾泥，一般单层厚度3～6米，呈下粗上细的正韵律。砂岩与下伏泥岩呈突变接触。砂岩中有槽状、板状层理。河床是砂岩最为发育的亚相带。

2.天然堤亚相

多出现在曲流河两岸，系河水漫出堤岸时，悬浮负载中较细部分的粉砂和细砂在河床两岸的沉积，呈正韵律；顶部有泥质粉砂及泥岩，具小型槽状交错层理及爬升层理、水平层理。

表 1-5-13 河流相沉积物性参数表

项目 微相	岩性	砂层厚度(m)(一般值)	韵律性	粒度(mm)	渗透率(μm^2)	最高渗透率部位	河道形态	层理
辫状河河床	中粗砂岩 砾状砂岩	4~6	不规则 正韵律 多级正韵律	0.25~1.0 部分大于1.0	6~25	穿插于剖面各部位单元中下部集中	多变型	平行层理 斜交层理 交错层理
曲流河河床	中一细砂岩	2~4	正韵律	0.1~0.3 个别大于1.0	3~5 个别10	单元下部	单一型	斜层理 交错层理
河漫滩	粉砂、泥质粉砂岩	薄互层	不明显	0.1~0.01	小于1	粒度较粗的薄层中		爬升层理
泛滥平原	粉砂与泥岩互层	/	/	<0.01 0.05~0.01				水平层理

3.决口扇亚相

当洪水期流速极大时，河水携带碎屑物质冲破天然堤，发育新的河道。由于流速降低这些物质冲出天然堤后则沉积下来，前端伸向泛滥平原，呈扇形体展布。岩性为砂质岩，具小型交错层理、爬升层理、水平层理等。在胜坨油田沙二段沉积中有这类沉积物。

4.河漫滩亚相

沉积物较细，以泥质、泥质粉砂为主。泥岩多为红、绿、黄等杂色。在此亚相中，钙质结核发育。泥质粉砂岩中爬升层理发育。

(三) 三角洲相

主要分布于惠民凹陷及东营凹陷沙二段中下部。

惠民凹陷沙二段沉积时期，西部的唐庄—临邑三角洲体系，东部的商西、魏家集、玉皇庙地区三角洲体系都很发育。三角洲从西向东、从北向南推进。从图 1-5-31 看出，沙二段存在数个三角洲平原相，分布在临邑大断裂上升盘的唐庄及盘河地区。如临 41—9 井三角洲平原层序特征明显，三角洲前缘相分布在临邑断裂带的下降盘，马寨、大芦家一带。据盘 42 井、临 43—2 井、田 7 井等岩芯观察，三角洲前缘河口坝为粉细砂岩组成，厚度一般 3~5 米，厚者可达十几米。反韵律，自下而上泥质含量减少，依次出现变形波状—板状和楔状交错层理。有螺蚌化石，主要为阶状似瘤田螺、狭口螺，介形类见拱星介等，电测曲线呈倒三角形。商西三角洲也比较完整，其三角洲平原亚相分布在北部宿安商 53—商 23 井一带；向南至洼陷中心推进为三角洲前缘相沉积，分布在贾庄魏家集一带，以粉细砂岩为主，呈反韵律，以商 56 井资料较为典型；再往南除玄武岩喷发区外，为暗色泥岩夹泥灰岩、油页岩、白云岩的浅—半深湖区。南部大断层边为扇三角洲及滨岸砂体沉积。

东营凹陷沙二段中下部发育三角洲沉积，三角洲平原、三角洲前缘及前三角洲亚相均发育。三角洲平原亚相分布在东营凹陷东部的胜坨、东辛、牛庄油田一带，具有分流河道、道间沉积及沼泽等微相；岩性为细、粉砂岩，绿灰色泥岩。沼泽中碳质页岩发育，岩芯中多见植物根须穿层现象。向西为三角洲前缘亚相。在胜坨油田西部、坨庄一带沉积的前缘河口坝

沙体，单砂体厚10余米，呈反韵律。砂体下部有水平层理，向上出现波纹层理、波纹斜交层理。螺蚌化石丰富（图1-5-32）。再往西推进到利津一带，为前三角洲亚相，岩性为灰色泥岩，泥岩中介形虫、螺化石个体完整，与浅水湖相泥岩相接壤。

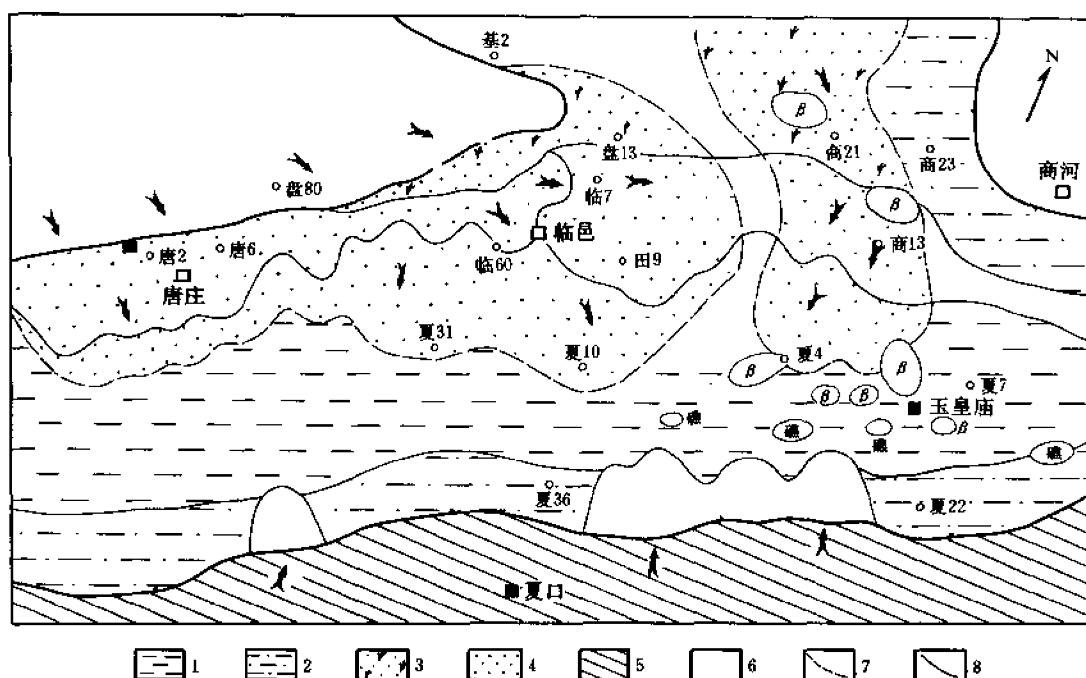


图1-5-31　惠民凹陷沙二段沉积相平面图

1—浅湖—半深湖相；2—滨浅湖相；3—三角洲平原；4—三角洲前缘与前三角洲；5—沿岸冲积平原；6—三角洲间湾；7—据钻井沉积相界线；8—据地震沉积相界线；β—玄武岩

（四）浅—滨湖相

浅—滨湖相沉积多分布于坳陷北部的沾化、车镇凹陷的大部地区。较封闭的地带白云质沉积物多，为咸化浅水环境。沾化凹陷北端的桩西油田西侧发育沿岸沙坝，如桩103井取芯，为厚30余米的粉细砂岩，偶含砾，有波纹层理、水平层理、波纹斜交层理，似属高能带的滨岸沉积。车镇、义和庄地区的沙二段大都为浅—滨湖相沉积，沉积厚度大于100米，主要为灰色泥岩。在车17、大37、大18井周围，砂岩厚达40～60米，多为沿岸沙坝的沉积；如大37井的粉细砂岩与泥岩呈薄互层，砂岩厚50米，含油。车17井有薄层粉砂岩与灰色泥岩互层，似滩坝沉积。义和庄凸起东侧的义东、渤南油田、靠四扣洼陷的义深8井为粉砂岩沉积。向洼陷中心的义88井全为灰色泥岩，含灰质泥岩夹少许粉砂岩的沉积。泥岩中有螺及介形类化石，砂岩含油。在孤东、孤南洼陷中，沙二段沉积厚度大。孤深1井沙二段沉积厚度达200～300米，主要为暗色泥岩、粉砂岩的交互层。南部孤南24井砂岩厚度大，为粉砂岩（含油），呈反韵律，电测曲线呈指状（图1-5-33），有螺化石，为较典型的

滨岸带沉积。惠民凹陷的南部管子街—玉皇庙一带为浅—半深湖相沉积。南部大断层一带沉积滨湖沙坝，如夏 32 井、夏 36 井一带沉积粉、细砂岩与灰绿色泥岩互层，有波状交错层理，局部有冲刷现象。电测曲线呈指状，反韵律，显示滩砂的沉积特征。

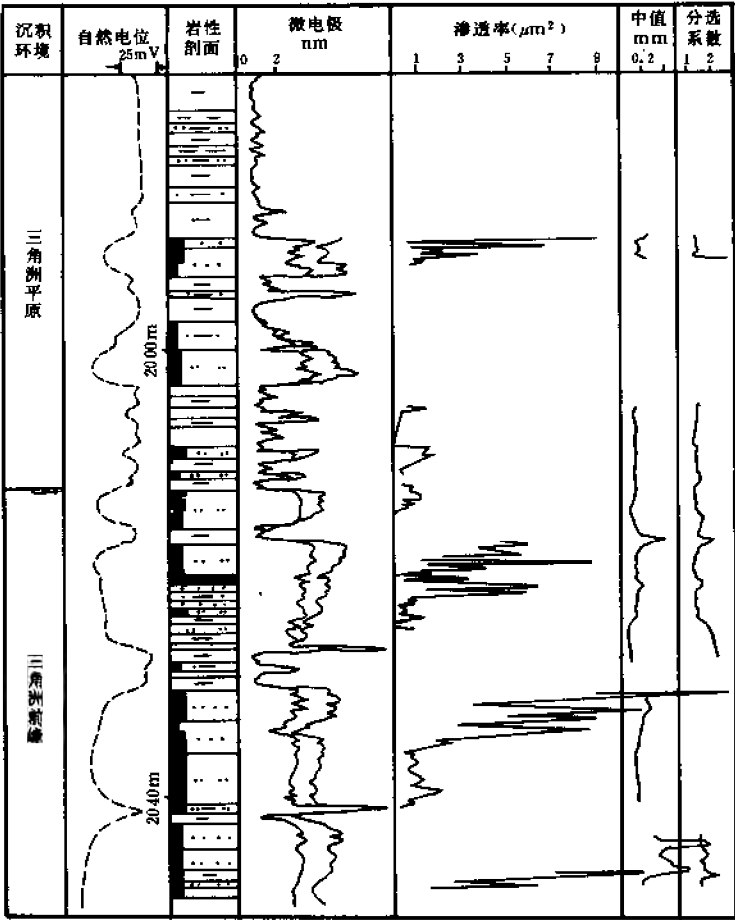


图 1-5-32　胜坨 1-1-检 53 井沙二段三角洲平原、前缘亚相单井综合图

二、河流相砂体类型

沙二段沉积时期河流相主要分布于东营凹陷内，是主要的储油层系。由于东营凹陷周围有凸起区供给物源，且油田与凸起区的距离较近，故多发育短程河流。根据河道形态和沉积特征，可将河流砂体主要划分为辫状河与曲流河砂体两种类型。

（一）辫状河砂体

该砂体主要由河道沙坝组成，由于凹陷周围与凸起的距离较近，由凸起风化剥蚀的碎屑物质近源搬运，形成较粗的碎屑沉积物。因沉积作用、侵蚀作用或侵蚀沉积的复合作用而形成河道沙坝。沙坝的几何形态随着水流条件及河道几何形态的变化而变化。长轴方向与水流

方向平行的沙坝，一般称纵向沙坝；长轴方向与流向垂直或斜交的称横向沙坝。由于沙坝头部常被侵蚀，细粒物质被带到尾部沉积，故沙坝逐渐向下游迁移。因此，同一层位的砂体，在沙坝头部与尾部粒度有变化，纵向上辫状河沙坝亦有其自身的沉积特点。

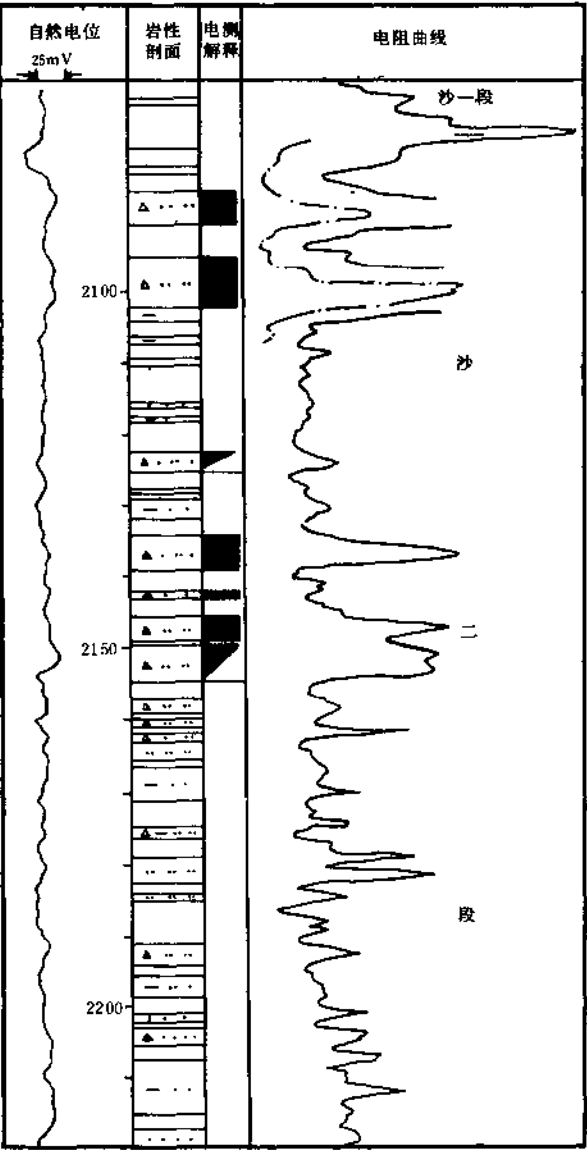


图 1–5–33 沾化凹陷孤南24井沙二段柱状剖面图

以辫状河沉积最发育的东营凹陷北坡胜坨油田为例，该油田位于陈家庄凸起的南侧、青坨子凸起西侧，距陈家庄凸起仅几公里，距青坨子凸起 20 公里，物源近、流程短、坡降大，在沙二段第 2、3 砂层组沉积时期发育辫状河沉积。这套沉积物是一套砂、泥岩互层，以粗、中、细砂岩为主的含砾不等粒硬砂质长石砂岩和长石砂岩，仅有 5%～6%的泥质为其胶结物。泥岩为红、绿、黄等色，发育钙质团块，缺少植物碎屑及古生物化石。砂体纵向上呈正韵律或多级正韵律。在一个沉积时间单元的砂岩底部，大都有明显的冲刷现象，与下伏的杂色泥岩呈突变接触。砾状砂、中粗砂直接与上覆泛滥平原的绿、黄、红等杂色泥岩接触；很少有粉砂、泥质粉砂岩等细粒沉积物质的过渡，更不见有波痕纹理或水平纹层的粉砂过渡；反映在河流二元结构中缺少顶层沉积，即缺少堤岸沉积，说明辫状河沉积的特点。从岩芯中观察到，在一个沉积时间单元的砂岩下部，有由粒序变化组成较大角度的斜层理，一般 15°～30°。这是由于河道沙坝的侧移和向下游推移到相邻的交织支流中形成的大型交错层理，部分平行层理，反映水浅流急的水动力环境。

（二）曲流河砂体

主要是河床滞留沉积和曲流沙坝（点坝），尤以点坝沉积为曲流河砂体的主体部分，依次由中、细、粉砂组成正韵律序列，顶部为紫红色、灰绿色泛滥平原泥岩。砂体与下伏地层呈突变接触，河道下切、交织现象明显。河道砂体下部见有 15°～25°的斜层理，可能属大型槽状和板状交错层理。中部砂岩中有槽状交错层理，上部粉砂岩中有波纹层理，泥质粉砂岩薄层中见爬升层理。在胜坨油田沙二段第 2 砂组 2^3 层内可见到。

三、河流相砂体的储油性

在坳陷内的各凹陷中，沙二段主要发育辫状河沉积。辫状河砂体的矿物成分由石英、长

石、岩屑组成，含量分别为45%～50%、25%～35%、30%～35%。胶结物为泥质，仅占3%～5%；胶结类型为接触式。这类油层层内非均质性强，从粒度 Q_1—md—Q_3 剖析看出，剖析指数为123、233、235，概率图跃移总体的斜率低，说明分选性较差。油层主体部位渗透率一般为3～15二次方微米，高者达25二次方微米，特高渗透层穿插于油层各部位，尤以中下部最高；渗透率级差一般为5%～20%。层内极少出现泥质和粉砂泥质隔层，故垂向渗透率与水平渗透率相接近。岩石结构多属支撑式，粒间孔隙大，孔隙度30%～34%。

孔喉连通好，平均孔喉半径在每个时间单元砂层的下部最大，达47～70微米，一般20～40微米，主要流动孔隙区间的平均孔喉半径为40～100微米。由于岩石结构属支撑式，孔隙大储油性能好，原始含油饱和度高达75%～80%。但由于此类油层的垂向渗透率与水平渗透率接近，故注水井发中注入水的重力作用可使油层底部水淹严重，导致油田注水后油井见水快，含水上升快。因此对这类油层应不断采取有效的开发措施加以调整，以便最大限度地采出油层上部的剩余油，提高油层采收率。

由于沙二段砂、泥岩比例比较高，砂岩分布广，厚度也较大，储油性能好，因此沙二段为济阳坳陷内最主要的储油层系之一。

第六节　下第三系渐新统沙一段沉积相与粒屑碳酸盐岩的分布

一、岩性及沉积相

沙一段是沙二段末期沉积间断剥蚀后再度沉降的大面积超覆沉积的产物，最大厚度500余米，以灰色泥岩为主，分为三个古生物岩性段。上部碎屑岩段，以灰色、灰绿色泥岩夹砂岩为特征；中部以生物白云岩、鲕状白云岩及管状藻白云岩为特征；下部以藻屑隐晶白云岩、生物白云岩及油页岩为特征。在盆地边缘及凸起周围常见底砂岩及底砾岩层。

这三段岩性组合反映出沙一段沉积时期湖泊大体经历了三个发育阶段：早期，气候较沙二段沉积末期湿润，湖盆加深扩展，水质较咸；中期，湖盆均衡下沉，湖泊相对稳定，淡水补给充分，水体变淡，生物繁盛，故生物碳酸盐岩较发育；晚期，陆源物质大量注入，湖盆收缩，故砂质沉积较为发育。

据岩性组合特征，沙一段沉积可以划分为滨湖、浅湖、深湖相和钙粒浅滩、藻滩、半深湖、深湖等亚相（图1-5-34）。

（一）滨湖相

沉积区介于湖泊汛期水位与枯水期水位之间。由于湖水的进退、变化，常间歇性暴露于水面之上。岩性以浅灰、灰绿夹紫红色泥岩和粗碎屑岩为特征。粗碎屑岩约占地层厚度的20%～30%。化石较少，以浅水生物碎屑、孢粉及陆生植物残骸为主，局部见炭质碎屑。

（二）浅湖相

沉积区发育于枯水期湖面以下和正常波基面以上的浅水地带。该带水体活跃，波浪潮流作用较强。泥岩以浅灰色、灰绿色为主；滨外砂质滩坝及钙粒、浅滩、藻滩相沉积相间发育；生物繁盛，主要见介形类和腹足类。

（三）深湖相

沉积区位于正常波基面以下，岩性以深灰色泥岩夹粉砂岩、泥灰岩、白云岩为特征。化石以介形类为主，腹足类较少。而较深的部分则以灰色、深灰色含有机质的钙质泥岩、油页

岩及纹层状白云岩为特征。浅湖及深湖相暗色泥岩均是良好的生油岩，在沾化凹陷厚达500余米、生油指标普遍很好。在深湖缓坡，三角洲及滩坝相沉积发育，陡坡则以冲积扇相粗碎屑沉积为特征。

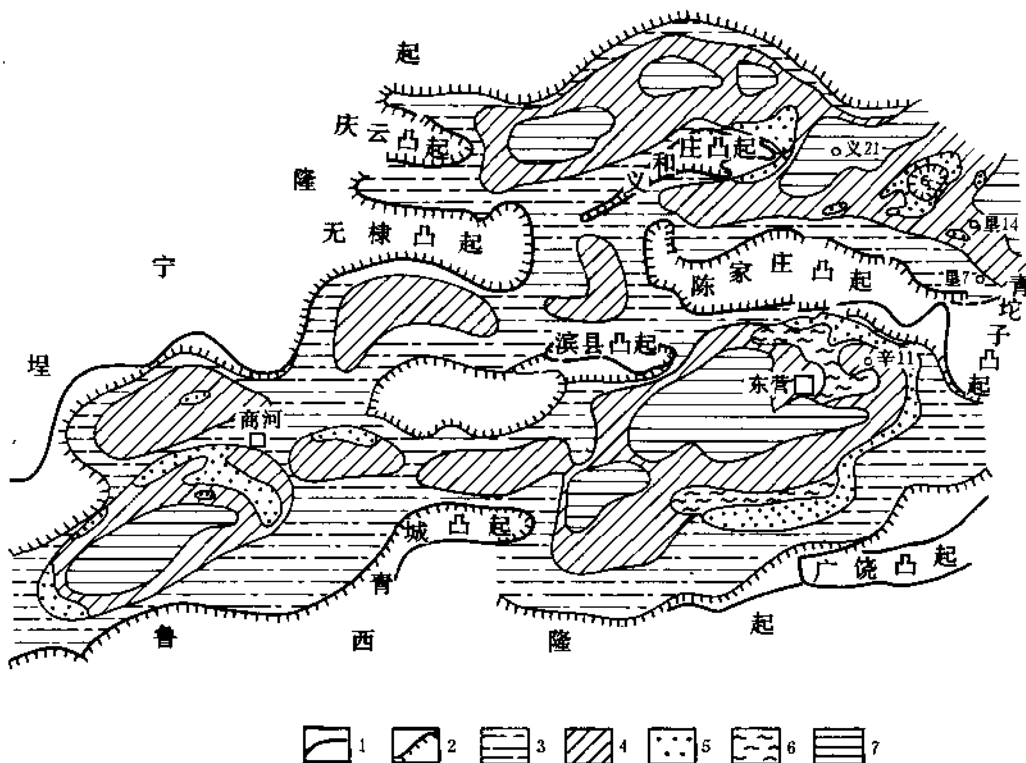


图1-5-34 济阳坳陷沙一段中、下部湖相碳酸盐沉积相带分布图
1—隆(凸)起边界；2—湖岸线；3—滨湖相；4—浅湖相；5—钙粒浅滩相；6—藻滩相；7—深湖相
(图中字母G为孤岛凸起)

二、粒屑碳酸盐岩的成因分布区与动力学预测

据岩芯薄片观察及统计分析，济阳坳陷厚层粒屑灰岩的形成，主要是在利于形成碳酸盐粒屑的古湖盆中，由浪成水流对粒屑搬运、集散和再分布的结果（图1-5-35）。归纳为两种情况：

1）粒屑主要由横向流搬运，形成堤、坝、滩式粒屑碳酸盐岩体。当波浪法线以垂直岸线的方向进入岸坡倾斜的滨浅湖区域时，引起物质横得移动，在坡的某一部分形成中立带。自中立带向下波浪回流（向湖心）加质点重力引起的运动形成下部侵蚀带。移走的物质堆积在岸坡下部，形成水下阶地式沉积。自中立带向上，波浪变形加剧，河岸冲流增强，因回流与重力的影响，物质向岸移动，形成上部侵蚀带。移走的物质在斜坡的靠上部堆积起来。水下斜坡就这样在波浪的作用下，有的部位侵蚀，有的部位堆积，直到形成均衡剖面，然后又重复上述过程。波浪局部破碎形成卷浪，然后又形成次级波浪继续前进，在相当于两个新波高的深度再次破碎，如此下去，直到岸边完全破碎而形成激浪。这个过程对灰质粒屑的富集

以至最后形成厚层粒屑灰岩具有关键性作用。当波浪在上述情况下破碎时，每次都要损失部分能量，因而沉积部分被搬运的粒屑，形成大体与岸线平行的垅岗状地形，即水下粒屑堤。在波浪作用下，继续向岸移动露出水面而成为离岸堤。最后又在激浪作用下移动到岸边，并入岸滩（图 1–5–36）。区内的许多厚层粒屑灰岩（包括一些高产井及高产油田的粒屑灰岩储集层）都是这样形成的堤、坝和滩（图 1–5–37、1–5–38）。在缓坡，波浪可以多次破碎，能量释放较为分散，不能使粒屑高度集中；在坡度大的陆坡，波浪接触的水下斜坡，虽然能量集中释放，但集中的粒屑有限（坡度太大，水体迅速加深，利于形成原始异化颗粒的面积小，总粒屑量也将变少），这样粒屑灰岩的厚度将不会增大，相带也将很狭窄。就济阳坳陷下第三系几个粒屑灰岩发育的层段而论，原始坡度以 1°～2°最为适宜；此时粒屑体宽度可达 1～2 公里，长可达十几公里。当然，粒屑能否大量集中，与吹程密切相关。如研究区内车镇凹陷南北宽仅 20 公里，三级以上风浪不能充分成长，而三级以下的风成湖流又不能搬运异化颗粒，因此在车镇凹陷南北坡寻找堤坝型粒屑灰岩体是无实际意义的。

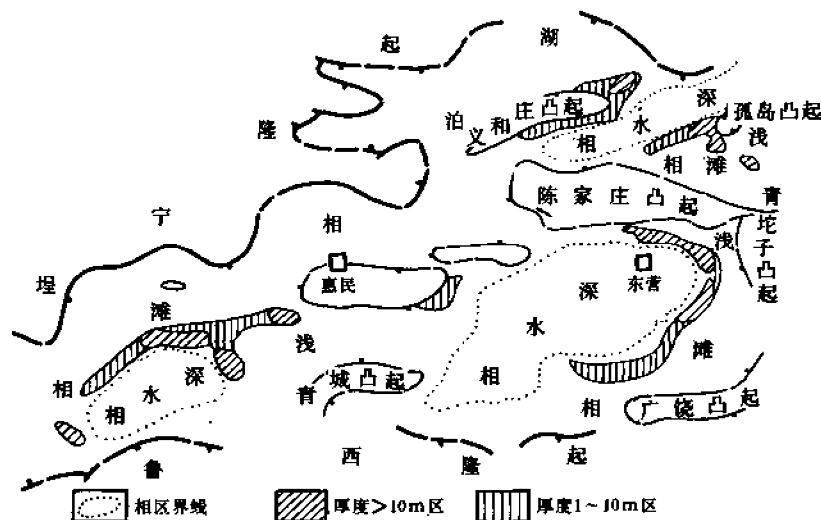


图 1–5–35　济阳坳陷下第三系沙河街组粒屑灰岩分布图

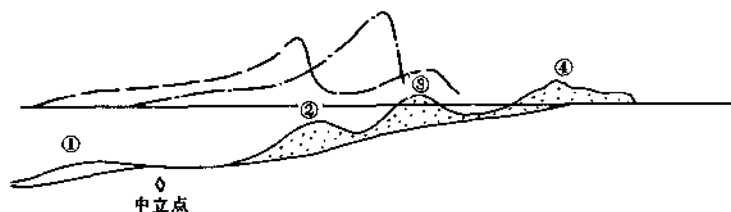


图 1–5–36　主要在横向流作用下形成的堆积体示意图

①水下阶地；②水下堤；③高岸堤；④堤岸

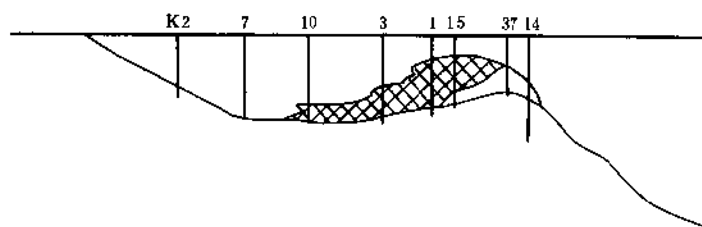


图 1-5-37 沾化凹陷垦利油田堤式粒屑灰岩体

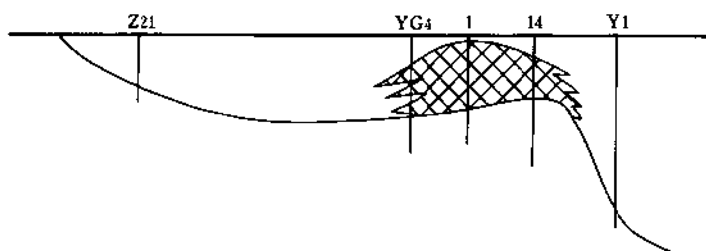


图 1-5-38 义和庄凸起湾口坝式粒屑灰岩体

2）粒屑主要由纵向流（沿岸流）搬运、形成沙咀、沙洲式粒屑灰岩体。当波浪法线斜交湖岸时，发生波浪折射形成沿岸流。沿岸流所搬运的泥砂以中等颗粒最活跃，有利于形成粒屑灰岩。一般在波浪与湖岸的交角近 45° 时，运动最快，沉积物流量最大。当交角变大或变小时，都会引起能量降低，使沉积物流速饱和以至发生沉积。

第一，岸线向湖中转接时以大人射角充填沉积，形成普通粒屑滩或三角形粒屑滩，成岩后成为粒屑滩灰岩。如东营凹陷南坡青城凸起两侧的粒屑灰岩便属此类（图 1-5-39）。

第二，岸线向陆转接时形成小人射角自由堆积体，一端连陆地，一端伸入水体——沙嘴或连岸沙洲（图 1-5-40、1-5-41）。孤岛西侧的粒屑灰岩体便属此类。

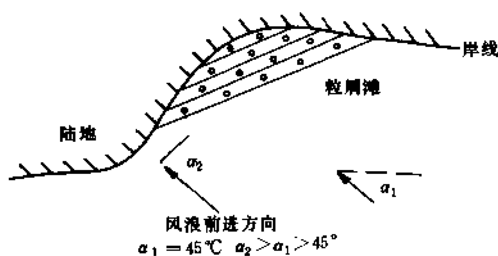


图 1-5-39 大入射角充填形成的粒屑滩沉积示意图

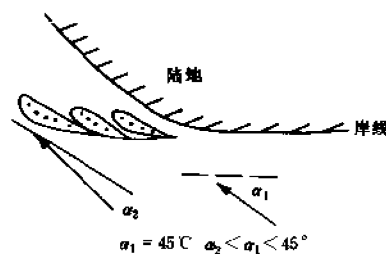


图 1-5-40 岸线向陆地转接时形成的小入射角自由沉积体示意图

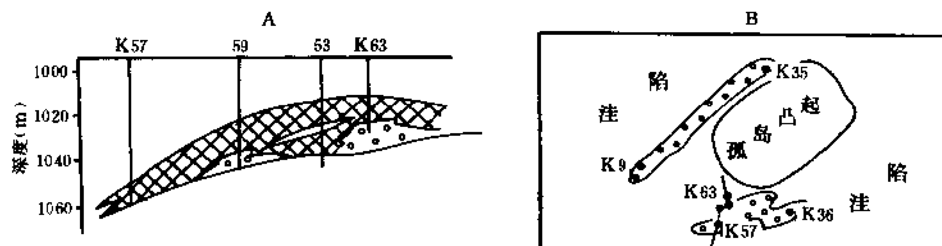


图 1-5-41 孤岛凸起南部沙嘴式粒屑灰岩体平面(A)剖面(B)图

第三，屏障沉积，由于岸线外侧有岬角式岛屿屏障，使波浪能量降低的波影区开始沉积毗邻堆积体，渐次发展为自由地形。研究区义和庄凸起东北石灰岩发育区的形成，就与埕宁隆起向东南凸出的岬角有关；而陈家庄凸起北坡粒屑灰岩发育区则与孤岛的屏障有关（图1-5-42）。必须指出，所有滨、浅湖相粒屑沉积均是在纵横向波流共同作用下的产物，如东营凹陷东北之粒屑滩灰岩体。概括地说，所有粒屑易沉积在能量转化带，较大的能量区有较大的能量转化带，较大的能量跌落幅度，有可能形成厚度较大、分布较广的粒屑灰岩体。

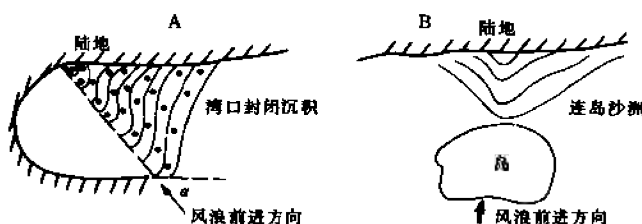


图 1-5-42 屏障沉积示意图

A—湾口封闭沉积；B—连岛沙洲

需要补充的是，一个地区是否有多砂河流注入，在初期可以据周边地形提出推测性意见。而那种口小腹大的小湖湾，水体闭塞不利于粒屑发育。岸线平直的湖盆、四角岸线曲折的湖盆湾口、岛屿的近陆一侧、水下隆起的顶部及斜坡凹陷带，是厚层粒屑灰岩的主要发育区。古地形坡度太大，粒屑灰岩相带狭窄；坡度太小，则厚度较薄；通常以 1°～3°较为有利。闭塞区域粒屑少，多砂河口难成层，应以活跃较咸清水为背景。

第七节　下第三系渐新统东营组沉积相

一、沉积相特征

继沙一段沉积之后，湖盆沉降速度减慢并重新开始抬升，湖水逐渐收缩，在河流三角洲迅速向里堆进的条件下沉积了一套厚达 200～800 米的湖相—河流相地层，即东营组。

（一）沉积相的纵向演化

东营组沉积期处于沙一段—东营组沉积旋回的后期，从湖泊相逐渐演变为三角洲相、河

流相，沉积物具有下细上粗的反旋回特征。早期深湖相、浅湖相沉积广泛发育，岩性以深灰色、褐灰色泥岩为主，夹少量灰、浅灰色砂岩和薄层碳酸盐岩、油页岩；沉积构造以块状层理、水平层理为主；介形虫属单峰华花介组合。表明当时水体较深，处于强还原环境。中、后期属滨—浅湖相、三角洲相和河流相沉积，岩性以灰绿色、紫红色泥岩、灰白色砂岩、含砾砂岩为主；大型板状、楔状交错层理发育，并可见到明显的侵蚀冲刷现象；古生物以弯脊东营介组合为主。表明中、后期水体进一步变浅，处于弱还原—氧化环境。

（二）沉积相带的横向展布

东营组沉积期间，整个济阳坳陷仍被分割成几个相对独立的沉积单元。由于其所处的构造背景、古地貌部位的差异，沉积特征明显不同（图 1–5–43）。

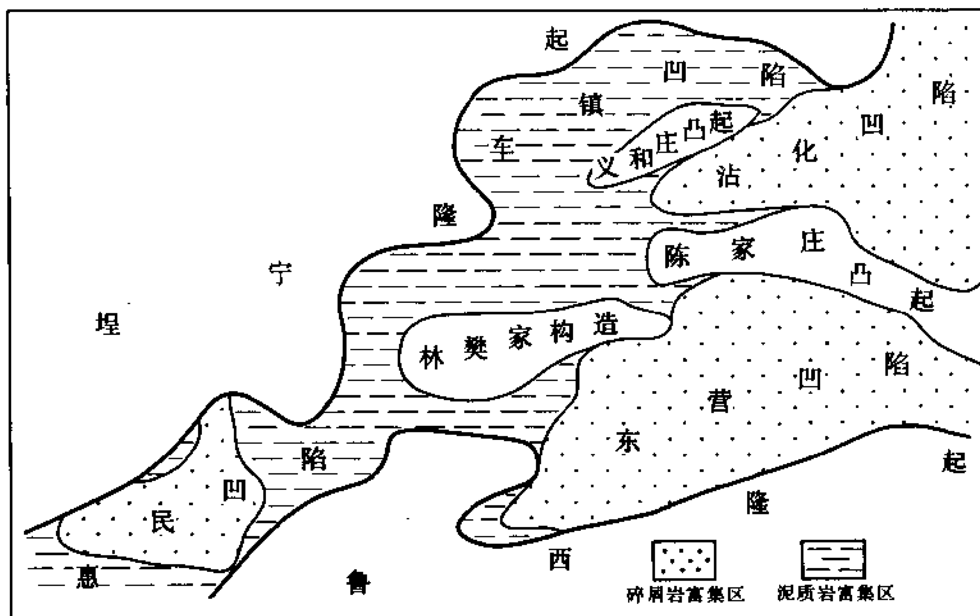


图 1–5–43　济阳坳陷东营组沉积相平面图

1.东营凹陷

以三角洲相和河流相沉积为主、但东西之间具明显的差异。凹陷东部发育三角洲相和河流相沉积，缺乏湖泊相沉积；岩性主要为砾岩、含砾砂岩，粉、细砂岩与红、紫红、灰绿色泥岩互层；大型板状、楔状交错层理发育；介形虫以弯脊东营介组合为主，下部三角洲平原沼泽相炭质泥岩中见沼泽拟星介等化石。凹陷西部，早期属滨—浅湖相沉积，受东部主要物源影响较小；岩性较细，为灰色、灰绿色泥岩与棕色、灰黄色粉砂岩互层，局部见白云岩和油页岩夹层；层理构造以水平层理，小型波状、透镜状层理为主；产双球脊东营介、扇脊东营介、指纹瓜星介、异形华花介等化石。虽然东营凹陷内东营组岩性比较复杂，但总的趋势是从东向西粒度变细，砂岩百分含量变低，如东部地区的砂岩百分比一般为 40%～50%，而西部仅在 30%左右。这表明物源是从东向西推进，也反映出沉积相带在东西部之间的差异。

2.沾化、车镇凹陷

东营组沉积早期，继承沙一段晚期的构造活动特点，盆地持续下陷，水体有增无减，直

到东营组沉积末期湖水才全部退出。因此其沉积以湖泊相为主，不同于东营凹陷。

沾化、车镇凹陷内的湖相沉积可细分为滨湖、浅湖、深湖三个亚相，它们大致呈环带状分布。滨湖相沉积受古湖水进退变化影响较大，常间歇性暴露出水面，岩性以灰绿色夹红色泥岩和粗碎屑岩为主。浅湖相沉积受波浪、湖流作用影响较大，岩性以灰绿色、灰色泥岩为主，夹薄层砂岩，小型波状、槽状交错层理发育。浅湖相沙坝沉积具有分选好，孔隙度、渗透率高的特点，是良好的储集体。深湖相位于湖盆中央，或靠近陡坡一侧，古湖水安静，处于强还原状态，由灰色、深灰色泥岩组成，夹薄层白云岩和油页岩，发育水平层理和块状层理。

沾化、车镇凹陷内的东营组沉积具有下细、上粗，东粗、西细的特点。下部以深湖相泥岩沉积为主，古生物以深水有单峰华花介组合为特征。中、上部以滨一浅湖相沉积为主，岩性变粗、砂岩含量增多；介形类以具粗瘤脊的东营介发育为特征。沾化凹陷紧靠东部物源，局部发育河流一三角洲沉积，沉积物颗粒较粗，常见含砾砂岩，砂岩百分含量也较高，最高达70%以上。西部车镇凹陷远离物源，且湖盆较深，主要为灰色泥岩沉积。

3.惠民凹陷

东营组沉积相特征介于东营、沾化、车镇凹陷之间，河流三角洲由西、北向里推进，湖水面积逐渐缩小，呈现多种沉积相共存的局面。如东营组沉积早期，湖盆北岸的唐庄、临邑和宿安、魏家集一带为河流—三角洲相沉积区；玉皇庙东南发育着沿岸沙滩（坝）沉积；南岸的田口村至江家店一带也有规模不大的沿岸沙滩（坝）和生物滩；此时沉积中心大致在张家坊以东，属半深水相沉积。东营组沉积中期以后，湖盆消失，整个盆地发育河流相沉积。凹陷内东营组地层厚达300～500米，也为一套下细上粗的反旋回沉积。下部以湖相砂、泥岩为主，上部属河流—三角洲相。由于其物源主要来自西、北方，因此惠民凹陷东营组沉积具有西粗东细的特点。

二、储集层的沉积相类型及基本特征

（一）滨—浅湖相滩、堤、坝、席状砂

广泛分布在滨一浅湖相区，以粉细砂岩为主。由于波浪和湖流作用强，沉积物分选好，磨圆度高。发育水平层理、波状层理和小型板状、楔状层理。单个砂层为枕状、席状，常叠合呈条带状。纵向上、横向上常与滨浅湖泥岩接触，具有良好的生储盖组合。滨浅湖沙坝具有厚度大、范围广的特点，是主要的储集层类型。现以惠民凹陷临39井沙坝为例，说明其主要沉积特征。该沙坝沉积微相自上而下包括:①开阔远滨相，以灰色、灰绿色泥岩和粉砂质泥岩为主，具水平纹理和均匀层理，生物潜穴发育;②沙坝外缘相，以粉砂岩为主，发育水平层理和小波痕交错层理;③沙坝主体相，主要包括发育中—大型板状、楔状交错层理的粉细砂岩，和发育低角度交错层理和平行层理的钙质胶结细砂岩。整个沙坝沉积具有向上粒度变粗、分选变好的特点。顶部发育的钙质胶结砂岩，是由于沙坝向泻湖一侧受盐度较高的泻湖水影响的结果。

这类储集层广泛分布在沾化、车镇、惠民凹陷，呈环带状分布在湖盆边缘。东营凹陷仅西部高青、滨南等地局部发现这类储集层。

（二）三角洲相

三角洲相主要由前三角洲，三角洲前缘和三角洲平原三个亚相组成。

1.前三角洲亚相

前三角洲亚相由灰色、深灰色泥岩、页岩组成，夹薄层油页岩和泥质粉砂岩。沉积构造

主要为块状层理、水平层理，偶见透镜状层理，生物扰动和生物潜穴发育。

2.三角洲前缘亚相

三角洲前缘亚相由厚层粉细砂岩、泥岩组成。由于受到河流、波浪的反复作用，沉积物经冲刷、簸扬和再分布，形成分选好、质较纯的砂质沉积集中带，这些砂体可构成良好的储集层。三角洲前缘亚相主要包括以下几个微相:

(1) 河口沙坝　主要由细砂和粉砂组成，一般分选好，砂层呈中层至厚层状，发育中一大型板状、楔状交错层理，"ρ"形前积纹理和水平层理，偶见水流波痕和浪成波痕等层面构造。砂岩的厚度、粒度、交错层理的规模都表现出向上变大的反旋回趋势。沙层中化石稀少，有时可见到由其他环境搬运来的介壳。河口沙坝的形态，在平面上多呈长轴方向与河流方向平行的椭圆形，在横剖面上呈近于对称的双透镜状，其周围为前三角洲泥沉积。

(2) 远沙坝　位于河口沙坝前较远的部位，沉积物变细，由粉砂岩、泥质粉砂岩组成；夹泥岩和页岩。沉积构造以水平纹理和各种小型交错层理为主，沿层面分布较多的炭屑，生物扰动构造，生物潜穴发育。

(3) 前缘席状砂　由三角洲前缘的河口沙坝经湖水再选而成的薄而面积大的砂层。分选好，质较纯净，是良好的储集层。其沉积构造常见有平行纹理和水流线理。

3.三角洲平原亚相

三角洲平原是三角洲的陆上沉积部分。其环境多种多样，以分支流河道为格架，两侧有天然堤、决口扇。分支流之间的地区常发育有沼泽和分支间湾等，其中最主要的是分支流河道砂沉积和沼泽沉积。

分支流河道具有一般河道沉积的特征，粒级较粗，由砾岩、含砾砂岩、粉细砂岩组成向上变细的层序特征。其底界与下伏岩层常呈侵蚀冲刷接触。常含泥砾、植物干等残留沉积物。砂质层具槽状、板状交错层理和波状交错层理，而且规模向上变小。分支河道砂体平面上为长条形，有时分叉，在横剖面上呈对称的透镜状。河道砂体常沉陷于泥岩层内，其中部最厚、最粗，向两端变薄和变细。

分流间沼泽沉积，主要分布在分支流河道之间的低洼地区。岩性为灰色、绿灰色泥岩和页岩，富含植物炭屑，局部形成碳质泥岩和碳质页岩，偶夹粉砂岩薄层。沉积构造以水平纹理、块状层理为主。生物扰动作用较强，含有沼泽相介形虫化石。

三角洲相储集层广泛分布在济阳坳陷南部的东营、惠民两凹陷；北部沾化、车镇凹陷仅局部存在，规模也较小。

(三) 河流相

河流相沉积广泛分布于东营、惠民两凹陷。根据岩矿组成、沉积构造等特征，又可分为河床、河漫滩、边滩、心滩、决口扇、泛滥平原、河间洼地等亚相和微相。

1.河床相

河床相砂岩是良好的储集层。主要由砾岩、含砾砂岩、粉细砂岩组成；砾石岩性复杂，有沉积岩、变质岩、火成岩等，砾石具有一定的磨圆度，呈定向排列。底部大型板状、楔状交错层理发育，顶部常见小型槽状交错层理、水平层理。凹陷内河床相沉积具有多个正旋回序列，如东营凹陷胜坨油田，仅东三段就划分出 5 个沉积序列，各序列与下伏层呈突变式接触；即河床相砂砾岩与下伏泛滥平原相杂色泥岩直接接触，二者之间具有明显的侵蚀冲刷现象。顶部粉细砂岩与上覆泛滥平原相砂、泥岩，一般呈渐变式接触。河床相砂体具有厚度大、面积广、孔隙度、渗透率高等优点，是东营组主要储集层类型之一。

2.边滩沉积

一般位于古河流的凸岸一侧，主要由侧向加积作用形成；具有河流"二元结构"沉积层序的下部层序，其沉积层序的特点是：底部为河道残留沉积，多为砾岩或含砾砂岩，块状层理，含泥砾，与下伏岩层为侵蚀接触，具明显的冲刷面；下部由砂岩组成，具大型槽状或板状交错层理，其规模自上而下变小；中上部为具小型槽状交错层理或爬升波痕纹理的粉、细砂岩。边滩沉积物的粒度和沉积构造规模，显示了自下而上逐渐变细、变小的正旋回趋势。

3.河漫滩沉积

位于河床相沉积的两侧，沉积层序具有典型的河流"二元结构"特征。下部属河床相碎屑岩沉积，上部以红色、灰绿色泥岩为主，夹薄层粉细砂岩。沉积构造以小型槽状交错层理、断续波状交错层理和水平层理为主。河漫滩沉积中动物化石少见，常发现植物根茎，钙质结核和钙质条带很发育。

第八节　上第三系中新统馆陶组沉积相

馆陶组是在早第三纪末期，地壳上升，湖水退出以后，地壳再次下降时开始沉积的产物。该套地层沉积初期基本上继承了早第三纪沉积的特点。在凹陷区地层厚度较大、层序也较全。凸起区地层明显减薄，有超覆现象，为充填式沉积。晚期为坳陷型沉积，馆陶组上段厚度、岩性及分布均较稳定。

一、山麓—洪积相

在埕宁隆起南侧的狭长地带，即惠民—车镇—沾化三凹陷西北部，馆陶组下段和馆陶组上段的下部为山麓—洪积相带。该相带长150公里，宽30公里；在义和庄凸起至青城凸起及其以西地区，大面积缺失。该相带砂岩含量在80%以上，形成一个山麓粗相带，并向东延伸到沾化凹陷西北边缘。粗相带向外砂岩逐渐减少，至惠民、车镇地区的东南边缘只有20%左右，在无棣凸起以南>60%。显然，这个粗相带的物源来自埕宁隆起。此外，以无棣凸起南侧为分水岭，物源来自东北、西南，形成了大片扇前漫流沉积。东北物源进入沾化凹陷，西南物源向临清坳陷的德州凹陷发展。这个粗相带在纵向上一般延续到馆陶组上段的下部，但在西端可延续到馆陶组上段的上部。

沾化凹陷北部的埕东油田位于这个山麓洪积相的东端。油田内的馆陶组下段砂岩含量为50%左右，属河流相沉积。馆陶组上段的下部，则发展为冲积扇的前缘，砂岩含量在70%左右，埕东油田的主力油层即在这个层位。

二、河流相

埕宁隆起南侧的山麓洪积相进入沾化凹陷中部和南部，因地势开阔形成广阔的冲积平原。其岩石组合和沉积特征属河流相。

沾化凹陷是馆陶组油藏汇集的地方，北有埕东油田，东有孤东、长堤油田，西有义东、太平油田，南有垦西、陈家庄油田。地质储量占整个济阳坳陷馆陶组储量的30%以上。油藏层位皆在馆陶组上段的下部山麓洪积相和河流相中。

三、洪积—冲积扇相

在东营凹陷，馆陶组下段和馆陶组上段的下部沉积时期，盆地边缘为洪积锥和冲积扇群沉积区；如东南的辛1、西南的通34、西北的滨23、北部的滨118、陈2等多群扇体。冲积扇扇前漫流在湖盆中心汇集，形成泛滥湖盆。至馆陶组上段的下部，只剩下南部的两个冲积

扇，但这两个冲积扇面积较大，占据了整个湖盆南部；具前缘漫流沉积，并越过湖盆中心。在滨县和陈家庄凸起附近，与惠民、沾化地区的扇前漫流沉积相接。所以东营地区馆陶组上段的下部也是泛滥平原。至馆陶组上段的上部沉积时期，地势渐趋平缓，整个湖盆大部为河流相沉积发育区。

济阳坳陷馆陶组沉积相的演化与变迁，从图 1-5-44、1-5-45、1-5-46 中可以得到粗略的认识，并且河流三角洲相砂岩可作为重要的储集。

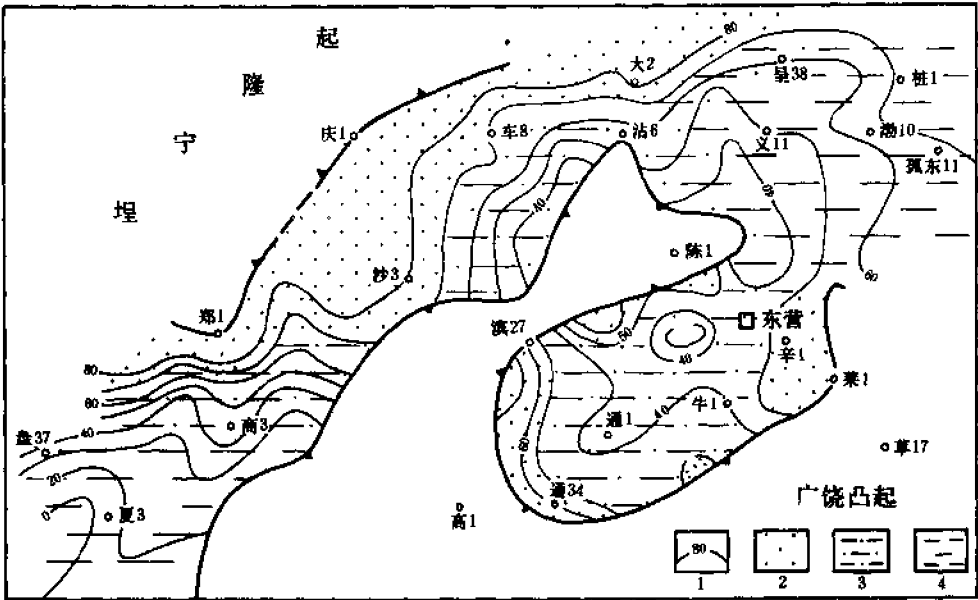


图 1-5-44 济阳坳陷馆陶组下段岩相分区图

1—砂岩百分含量线;2—山麓冲积扇;3—扇前洪积平原;4—河流冲积平原

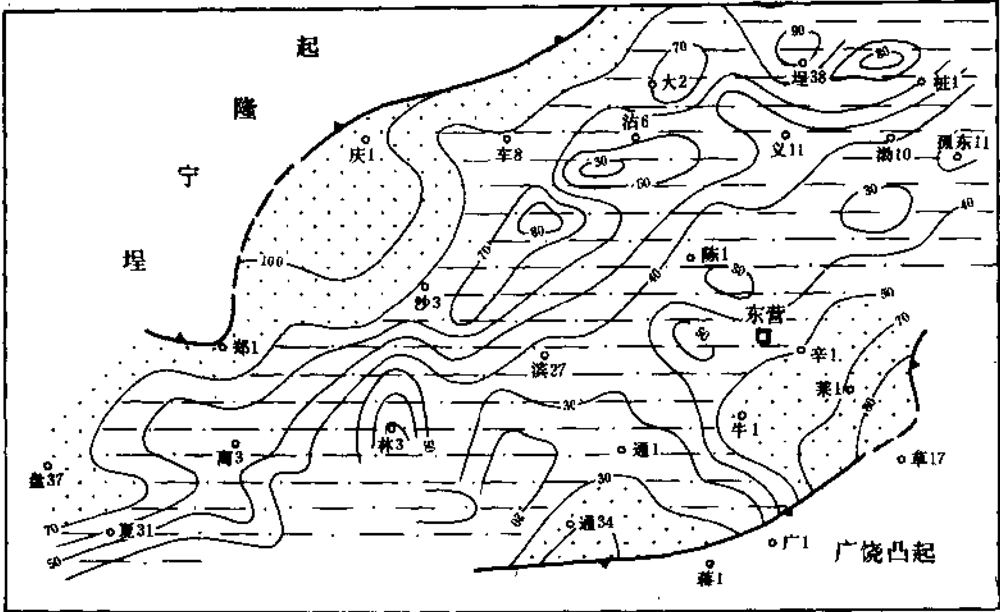


图 1-5-45 济阳坳陷馆陶组上段下部岩相分区图

(图例同图 1-5-44)

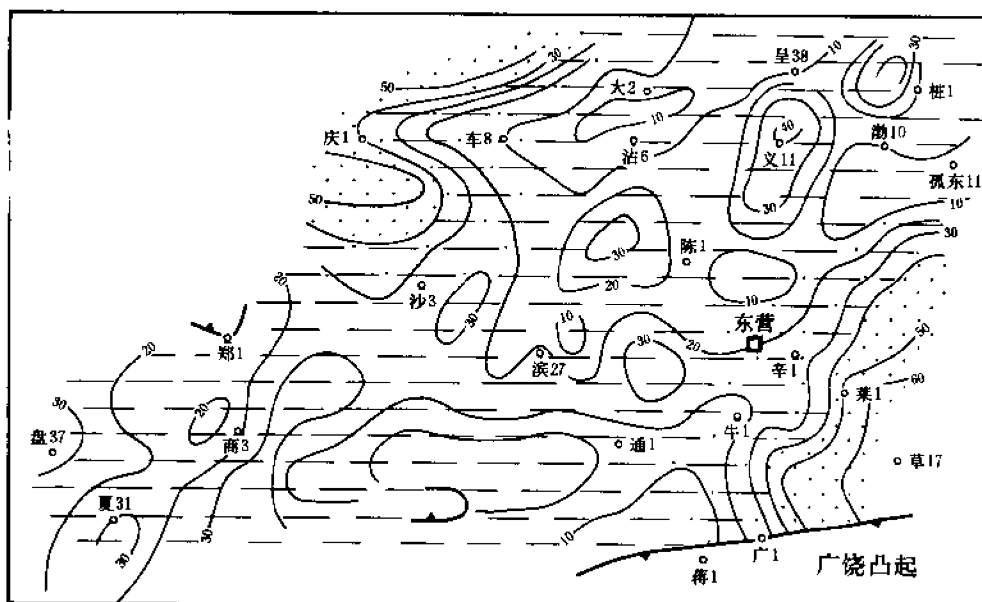


图 1-5-46 济阳坳陷馆陶组上段上部岩相分区图

(图例同图 1-5-44)

第六章　油 气 生 成

济阳坳陷为多含油层系、多种油藏类型的复合油气聚集区，纵向上，上下叠置、延伸幅度大；横向上，相互关联，平面分布广，油气资源相当丰富。由于坳陷内部多沉积中心和多生物物源体系，导致原油性质差异较大，既有轻质凝析油又有重质稠油，既有低熟原油，又有高熟原油，既有原生原油又有次生蚀变原油，形成了丰富多采多种多样的特性。

第一节　原油的物理性质

原油的物性是原油化学性质的表现形式，它取决于生油母质性质、演化程度、次生变化等因素。由于分割性强烈，济阳坳陷形成多沉积中心、多物源、多种油藏类型，而且多期的构造断裂活动又引起原油的多次分配和改造，使原油性质极为复杂。根据2400口探井的试油样品分析数据的统计结果（表1-6-1），原油相对密度的变化范围为0.7604（宁3井沙一段）～1.0866（单34井沙二段），粘度为4.44（桩古16井奥陶系）～84576毫帕秒（王19井沙三段），含硫为0（滨11井奥陶系）～13.9%（辛15井沙二段），凝固点为-34（营13—5井东营组）～55℃（桩63沙四段）。可见全区的原油物性变化范围甚大。从各层位原油的相对密度分布情况来看（图1-6-1），本区主要以重质油占优势，相对密度为0.86～0.96的原油约占65%以上。随着地层年代的变新，相对密度高的原油比例有逐渐增加的趋势。然而无论是馆陶组和沙河街组，乃至古生界均有相对密度近于1的特重原油分布。这些原油一般都分布于风化剥蚀带或浅层地下水相对活跃的地区，因氧化、水解或生物降解所致。如东辛油田辛3井沙三段（~3000多米）所发现的特稠原油、孤岛油田孤古2井在2800米深度于寒武系取芯发现充填在石灰岩缝洞中的大量稠油斑块，都是古油藏遭受破坏氧化的结果；又如孤岛、孤东、埕东等油田馆陶组的稠油，均为遭受强烈生物降解作用的结果。

原油的粘度与相对密度关系密切。如图1-6-3所示，粘度随相对密度的增加而有规律的增加。按其变化趋势，粘度可以100毫帕秒为界，分割成两个区间。小于100毫帕秒段，相对密度变化极敏感；而大于100毫帕秒段则相反，粘度比相对密度的增长更为迅速。

原油的含硫量受地区和层系的控制较明显。总的说来，济阳地区主要是低含硫原油，原油含硫量一般都不超过1%，个别含硫只有0.03%（大芦家油田沙二段原油）。原油的含硫量与原油相对密度的关系略呈正相关性，但不十分明显。高含硫的原油，仅分布在局部地区个别层位的特殊岩性层段中，如沾化凹陷罗家地区沙四段、东营凹陷沙二段的原油含硫较高，辛15井沙二段原油含硫为13.9%，罗17井沙四段原油含硫为7.62%。通过不同地区原油含硫量的比较，发现其变化情况与地区性沉积特征有关，凡是含硫高的地区，其沙四段地层均有咸化湖蒸发相石膏层或盐岩石膏层沉积。以东营凹陷为例，在胜坨、东辛和现郝油田，沙四段均有巨厚的盐岩石膏层，东风1井钻探沙四段盐岩石膏层厚达千米，尚未钻穿；又如沾化凹陷罗家地区，对沙四段的钻探也证明有大量石膏沉积，而且单层厚度较东营凹陷要大，最厚可达2.5米。高盐湖盆形成高含硫原油，我国江汉油田也是一个例证。

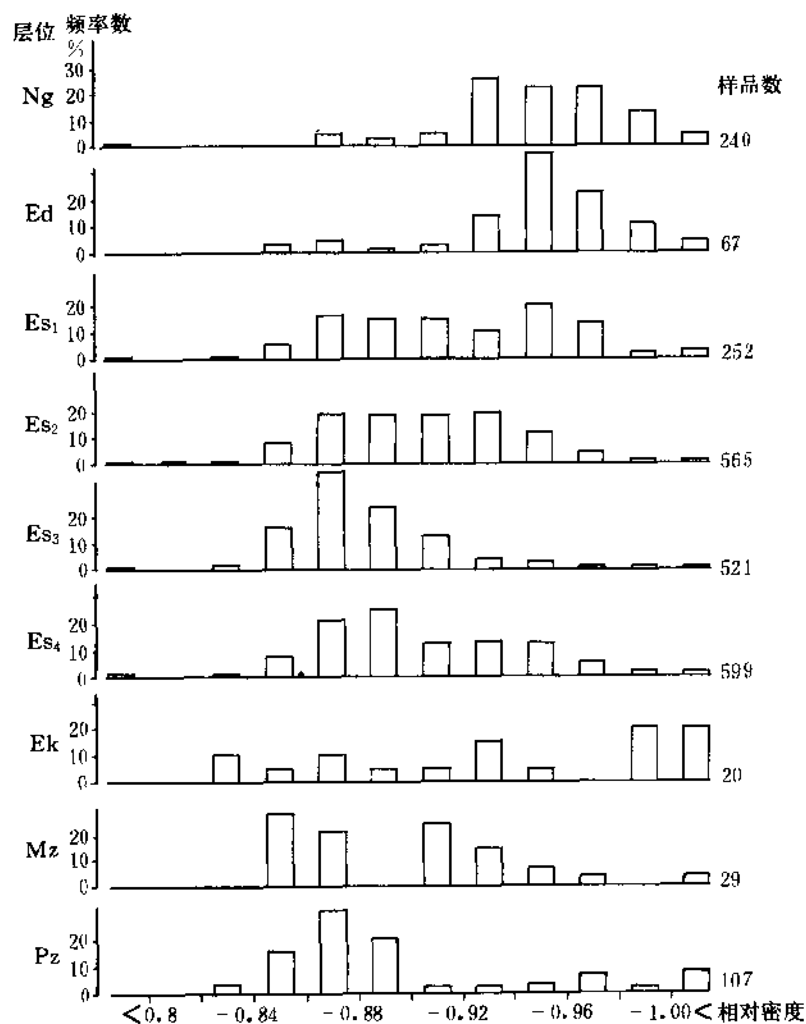


图 1-6-1 济阳坳陷各层位原油相对密度频率分布图

从表 1-6-2 可见，原油物性在平面上的分布差异较大，且无规律；而在局部构造油藏内，由于重力分异的影响，可显示出顶轻翼重的变化规律。如图 1-6-2 所示，胜坨油田沙二段第 1 砂层组原油相对密度在构造顶部为 0.89，向翼部依次逐渐增加到 0.94。对于断块油藏而言，原油性质主要受断层所控制，同一断块的性质基本相似，而不同断块的原油性质可有很大差别。如辛 10、辛 15 块沙二段原油相对密度为 0.87～0.89，而营 8 块沙二段原油的相对密度却为 0.925～0.955。

表 1-6-1　济阳坳陷各层位原油物性分布范围表

层位	相对密度		粘度(mPa·s)		含硫(%)		凝固点(℃)	
	最小值(代表井)	最大值(代表井)	最小值(代表井)	最大值(代表井)	最小值(代表井)	最大值(代表井)	最小值(代表井)	最大值(代表井)
Ng		1.0465(沾 4—2)		29745(沾 4—2)	0.04(临 55)	10.00(埕 603)	-32(埕 23—16)	35(桩 12)
Ed	0.8557(埕古 3)	1.0421(沾 4—2)	9(新义 12)	35911(沾 4—2)	0.21(新义 12)	6.01(沾 4—3—3)	-34(营 13—5)	37(义 81)
Es_1	0.7604(宁 3)		6.2(滨 101)	14078(星 64)		7(5—1—5)	-27(义古 1)	48(桩 100)
Es_2	0.865(桩 100)	1.0866(草 34)	1.26(桩 100)	23729(河 31—3)	0(滨 37)	13.90(辛 15)	-29(义古 32—1)	50(商 59)
Es_3	0.838(郑 10)	1.0447(渤 83)	5.1(郑 10)	84576(王 19)	1.0(郑 10)	7.61(渤 83)	-20(通古 2)	44(义 7)
Es_4	0.7632(滨 254)		1.52(草 11)	63458(新坨 20)	1.0(滨 402)	7.59(滨 274)	-30(草 13—15)	55(桩 63)
Ek	0.8105(昌 3)	1.0102(通古 4)	4.03(昌 3 井)	33462(草 60)	1.0(昌 3)	6.44(义东 13)	-25(滨 607)	36(昌 3)
Mz	0.8445(桩古 2)	1.0361(义古 35)	6.00(桩古 2)	19356(义古 35)	0.9(桩古 2)	7.28(义古 35)	9(沾北 5)	42(桩 100)
Pz	0.8335(桩古 16)	1.0448(义古 14)	4.44(桩古 16)	40375(义古 14)	0(滨 11)	25.30(滨古 23)	-15(义古 15)	41(滨古 19)

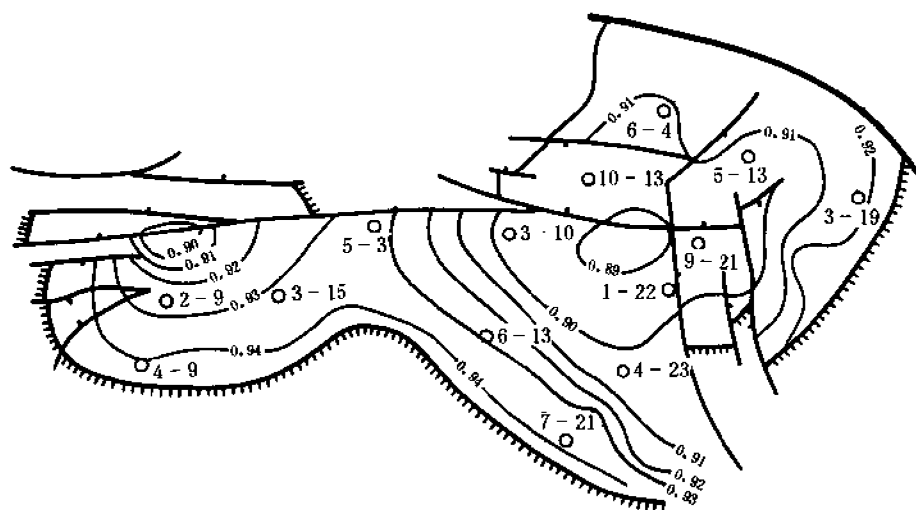


图 1-6-2　济阳坳陷胜坨油田沙二段第 1 砂层组原油相对密度等值线图

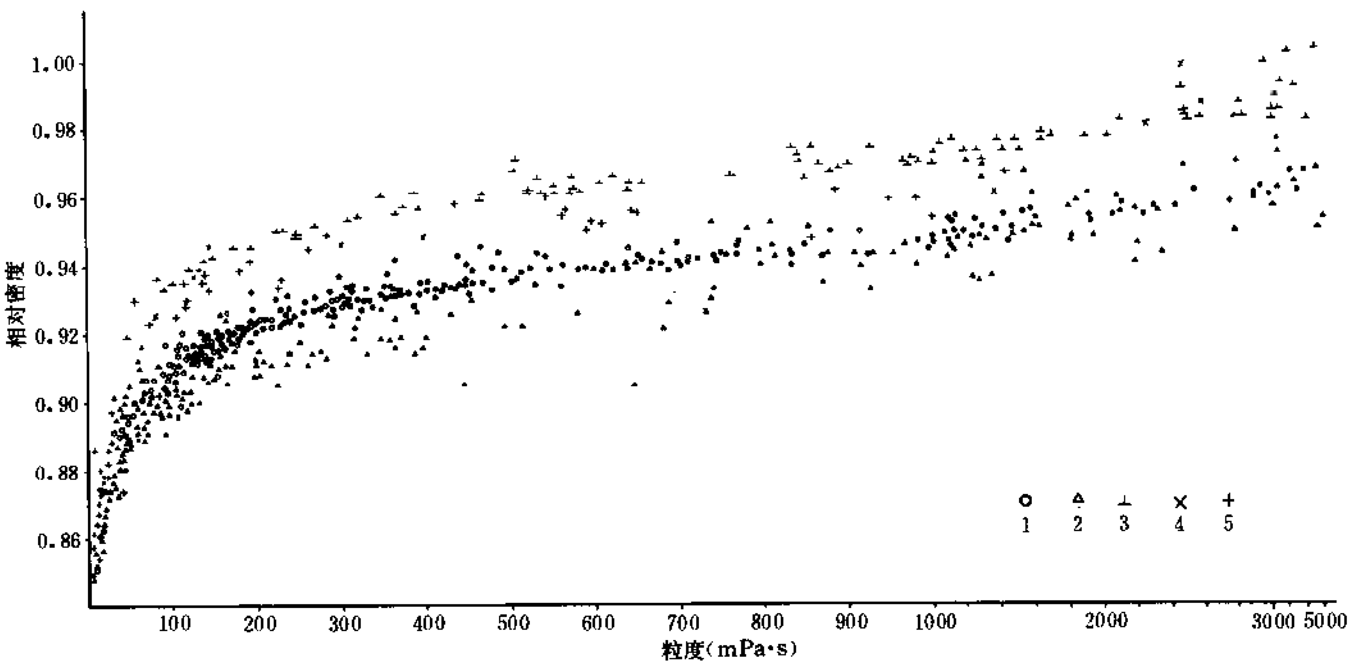


图 1-6-3　济阳坳陷原油相对密度与粘度关系图

1—胜坨油田；2—东营凹陷；3—孤岛油田；4—沾化凹陷；5—惠民凹陷

表 1-6-2　济阳坳陷各油田主力油层原油性质表

油田名称	主力层	相对密度	粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	凝固点 (℃)
胜　坨	Es_2	0.890～0.955	10.6～1620	9.5～24.0	0.15～1.30	-9～34
宁　海	Es_2	0.858～0.874	18.5～21.2		0.23～0.25	30～31
东　辛	Es_2	0.841～0.970	4.9～1759	5.0～22.6	0.14～2.08	-1～35
永安镇	Es_2	0.864～0.919	13.5～114	14.4～20.9	0.18～1.22	5～33
郝　家	Es_2	0.850～0.900	7.7～84.5		0.1～0.80	27～34
现河庄	Es_2	0.859～0.972	10.6～15350		0.15～1.96	30～35
广　利	Es_4	0.872～0.92	22.7～77.6		0.74～1.78	26～31
王家岗	Es_3	0.86～0.87	15～30	23		30～34
纯　化	Es_4	0.857～0.892	8.9～70.4	17～24	0.13～1.08	27～35
金　家	Es_1	0.946～0.970	216～1002		0.24～0.72	-19～-11
史　南	Es_2	0.860～0.911	10.1～78		0.11～0.71	30～36
梁家楼	Es_3	0.863～0.900	11.1～101		0.16～0.20	29～39
草　桥	Es_4	0.915～1.001	63.3～33462		0.57～1.59	-21～10
八面河	Es_4	0.872～0.964	12.4～3979		0.49～2.39	-22～28
平方王	Es_4	0.869～0.906	12.2～39.7	8.2～22.0		2～40
平　南	O	0.867～0.894	13.8～79.1			28.0～35.0
尚　店	Ng	0.940～0.974	392～1767		0.47～0.64	-8～-1
林樊家	Ng	0.927～1.014	153～7328		0.31～1.91	-21～2
滨　南	Es_4	0.932～0.942	336～492			-13～-12
利　津	Es_2	0.860～0.874	13.9～54.9		0.15	30～34
单家寺	Es_1	0.966～0.995	1915～不流		0.73	9～35
孤　岛	Ng	0.930～1.02	48.4～10483	4.8～7.2	1.17～3.38	-26～-3

第二节　原油的地球化学特征

一、原油的族组成特征

原油是一种复杂的多组分的均质混合物，经硅胶氧化铝层析柱分离，可得到烷烃（饱和烃）、芳香烃、非烃和沥青质四种组分。它们的相对比例与原油的性质、成熟度及后期变化有很大关系，而且也决定了原油的物理性质。济阳坳陷的原油族组成中，大多数以烷烃含量占优势，应归属石蜡基原油，少部分为混合基原油。全区原油的族组分变化范围颇大（表 1-6-3），反映了陆相复杂断块盆地的特征。

原油的族组成含量直接影响其相对密度的大小。据各组分的化学结构可知，烷烃是石油中分子量极小、相对密度较低的组成部分。芳香烃具有中等分子量，相同碳数的芳香烃比烷烃的密度要大，而非烃和沥青质多含有硫、氮、氧元素的高分子化合物；尤其是沥青质，为原油中结构最复杂、分子量最大、相对密度最大的组成部分。因此，族组成的相对含量就决定了原油的相对密度，图 1-6-4 展示了济阳坳陷部分不同相对密度原油的族组成的变化情

况。从图中可以清楚地看出随着相对密度的增加，原油组分中饱和烃含量减少，而非烃、沥青质却趋向增加。

表 1-6-3 济阳坳陷原油族组成含量范围表

组成 \ 含量范围	最高含量 (%)	代表井，	层位	最低含量 (%)	代表井，	层位
烷 烃	77.02	昌 3 井	Ek_2	27.35	沾 4—3	Ed
	74.05	桩古 2	O	28.87	垦 27	Es_4
	74.26	滨 188	∈	19.35	大古 15	O
芳香烃	32.96	大古 25	P	8.08	昌 3	Ek_2
	30.66	垦 27	Es_3	6.91	桩古 25	$∈_1$
	27.45	罗 7	Es_4	8.47	埕 105	AnZ
非 烃	37.21	沾 4—3—17	Ng	5.54	埕 105	AnZ
	30.27	中 2—33—13	Ng	4.5	桩古 25	$∈_1$
	34.5	金 9	Es_1	6.06	昌 3	Ek_1
沥青质	22.18	大古 15	O	0	桩古 9	O_2
	15.9	义东 30	Es_3	1.94	昌 31	Ek
	15.33	中 2—33—13	Ng_4	0.65	埕 105	AnZ

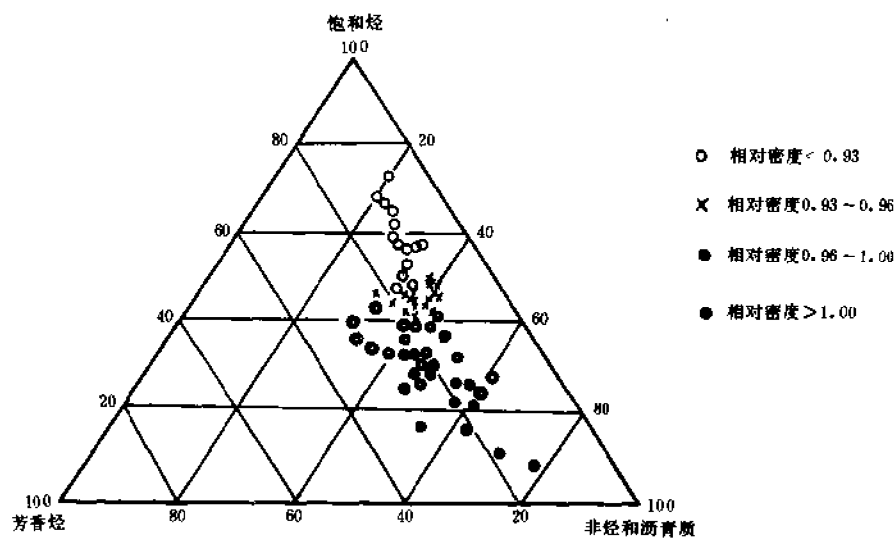


图 1-6-4 济阳坳陷原油组分三角图

原油中的族组成含量既受生油母质影响，也与演化程度相关。现已查明，富含饱和烃的高蜡原油是陆源高等植物演化的产物。如五号桩地区原油的含蜡量为 40.8%～49.5%，昌潍地区为 30%；其饱和烃含量分别为 64%～74%和 65%～70%。这些地区均发育Ⅲ型干酪根

生油岩，高等植物树脂类经脱羧作用即可形成高碳的直链烷烃。导致原油中烷烃富集的另一因素是原油的成熟作用。石蜡烃在热催化作用下的主要特点是链的断裂，环烷烃转化的主要特点是脱环作用和石蜡作用，而芳香烃则主要是缩合作用和去烷基作用，因此，在石油成熟转化的过程中，最终使热稳定性较高的正烷烃得到富集。因此埋藏较深的原油一般都有较高的烷烃含量（如桩西古潜山深层沙河街原油）；相反，浅层馆陶组的原油，由于遭受氧化和生物降解作用而使正烷烃消失，沥青质增加。从平面分布来看，由于同样的原因，洼陷中心部分烷烃含量增加，而向边缘或凸起部分则趋向减少。

二、元素分布特征

原油的基本组成主要是C、H两种元素，其次是少量的O、S、N等有机元素和一些微量金属元素。济阳坳陷虽然地质条件复杂，原油性质差别大，但原油的元素组成变化范围并不大。据历年的分析结果统计，通常C的含量范围为81%～86%；H为11%～14%；O为1%～4%。济阳坳陷的原油中还含有V、Ni、Mn、Fe、Pb、Zn等微量金属元素，其含量范围列于表1-6-4。表中Ni的含量明显大于V的含量，表明济阳坳陷的原油具有典型的陆相原油特征。

表1-6-4 济阳坳陷原油灰分中微量金属元素含量范围表

元素名称	含量范围（%）
V	0.00001～0.0009
Ni	0.001～0.02
Mn	0.00001～0.0005
Fe	0.0006～0.02
Pb	0.00001～0.0
Zn	0.0001～0.02

尽管本区原油中有机元素的含量范围变化不大，但其相对比值尚能表现不同储集层的原油特征。图1-6-5展示济阳坳陷主要储集层原油的H／C、O／C及S%和N%的变化情况。由图中可见，奥陶系潜山原油是以高H／C比，低O／C比为特点；沙四段原油则以高O／C比和高含S%为特点；沙三段原油以高H／C比和低含S%为特点；而馆陶组则以低H／C、富含S%和N%为特征。从平面上看，元素的分布也展示一定的规律，表1-6-5中列出了东营凹陷牛庄洼陷至南斜坡边缘的元素变化特征；从中心向边缘H／C比有规律地减少，而O／C比则趋于增加。这显然与原油的成因和次生变化密切相关。而局部的断裂活动又引起原油重新分配，使其变得更为复杂化。

三、烷烃色谱特征

烷烃是石油的最主要成分，借助于气相色谱方法可测定其碳数分布及计算多种参数，进而研究原油的性质。济阳坳陷的原油按烷烃色谱的特征大致可分为五类。

（一）异构烷烃为主原油

这类原油的正构烷烃含量较低或很少，其色谱图的特点是，在异构烷烃拱托曲线的背景

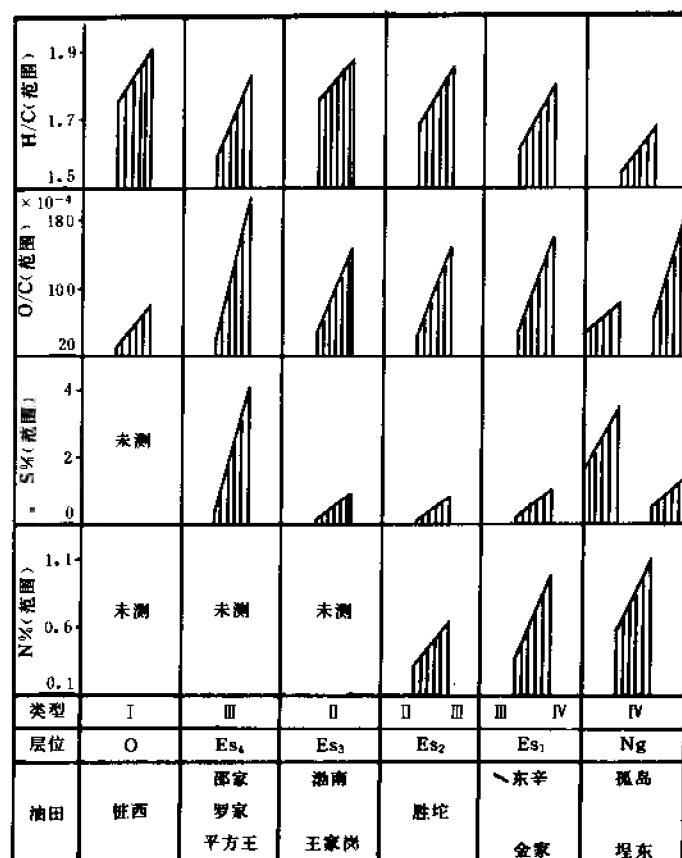


图 1-6-5 济阳坳陷主要储集层原油元素变化范围图

表 1-6-5 东营凹陷牛庄洼陷至南斜坡元素变化特征表

位置	井号	层位	井深 (m)	元素 (%)					H/C	O/C
				C	H	O	S	N		
凹陷中心	王 57	Es_3	3495.8～3497.5	84.76	12.90	0.47			1.83	42×10^{-4}
	王 57	Es_3	3212.8～3262.6	85.71	13.01	0.87			1.82	76×10^{-4}
近凹陷中心	通 31	Es_4	2749.8～2751.8	85.22	12.96	0.69	0.64	0.49	1.82	60×10^{-4}
	通 55	Es_4	2484.8～2488.0	83.91	12.42		0.73	0.45	1.78	
斜坡	通 40	Es_4	1852.0～1847.0	84.00	12.39	1.60	1.60	0.40	1.77	100×10^{-4}
	通 32	Es_4	1875.0～1912.2	84.37	12.35	1.15	1.69	0.44	1.76	100×10^{-4}
边缘	金 8	Es_1	764.6～779.8	80.43	10.94	4.33			1.63	403×10^{-4}
	金 9	Es_1	895.0～904.5	85.29	11.50	1.15			1.63	101×10^{-4}

上出现一些近似等距离的小峰或是隐约显出的小的锯齿状。这类原油多分布于浅层，是受水洗或细菌生物降解所致，孤岛、埕东、孤东、金家油田的原油均属此类。

（二）呈均匀正态分布型原油

正构烷烃色谱碳数分布曲线平滑，呈馒头状，微显奇偶优势，OEP值为1.0～1.15，主峰碳多在C_{17}或C_{23}，有时可显示双峰型。$\sum C_{21}^{-}/\sum C_{22}^{+}$的比值在1左右。姥鲛烷（Pr）、植烷（Ph）含量不高，Pr/C_{17}、Ph/C_{18}、Pr/Ph都小于1。这类原油多见于以沙三段为生油岩的各类油藏，如渤南油田、东营、郑家、桩西—五号桩地区等。

（三）前峰型原油

在烷烃组成中以低碳占优势，在色谱曲线上C_{15}—C_{17}位置陡然升起形成一个高峰，而向高碳方向很快递减，构成一个前高后低的碳数分布曲线。按烃类生成的理论，这类原油的成因可能有两种途径：一种可能为低等水生生物形成，因为这类生物类脂体主要以C_{17}为主导成分；另一种可能途径是由烃类热演化作用，随着成熟度的增加，高分子烃类发生热裂解反应而转化为低分子烃类。所以这类原油多见于桩西—五号桩的潜山油藏，如桩古10—17、桩古27，部分原油的成熟度更高，已接近凝析油特点。

（四）后峰型原油

与前峰型原油相反，其烷烃组成以高碳占优势，主峰碳位于C_{25}、C_{27}，$\sum C_{21}^{-}/\sum C_{22}^{+}$小于1，碳数分布曲线在高碳部分仍能见到小的锯齿状，OEP值为1.15～1.25。这类原油是典型的陆源高等植物转化而成。五号桩地区的高蜡原油保持着上述特征。此外在埕东油田和惠民凹陷的馆陶组油藏中也发现有这种原油。

（五）偶碳优势型原油

这类原油与上述各类原油的最大区别是正烷烃出现偶奇优势，即OEP值小于1，一般为0.64～0.95，主峰碳在C_{18}或C_{28}；原油中富含植烷，Ph/C_{18}比值高，一般在2～6范围，最高达7.31，Pr/Ph很低，反映了强还原环境的特点。这类原油多分布于沙四段，局部地区的沙二段中也零星可见，常与蒸发相膏盐环境相伴生。目前在八面河地区、东营凹陷北带和中央隆起带以及罗家地区的沙四段中普遍发现了这类富含植烷的偶碳优势型原油。

四、原油生物标志化合物特征

所谓生物标志化合物是指生物死亡后，其生物体内某些有特征骨架结构的化合物。它们具有良好的地球化学稳定性，进入地质体后，虽然经历了生化作用、成岩作用等漫长的演化过程，但仍保持原有的骨架结构，并保存于石油之中。凭借这种特征化合物作为指纹，可确定生油岩与原油之间的亲缘关系，因而亦有指纹化合物之称。目前在济阳坳陷主要研究了烷烃馏分中的甾烷、萜烷和异戊间二烯类化合物。已发现了140余种，这些化合物中除了一般陆相原油中常见的无环异戊二烯类烷烃、类胡萝卜素及β—胡萝卜烷、规则甾烷、重排甾烷、4-甲基甾烷、二环、三环、四环萜烷，18-松香烷、18-降海松烷、藿烷系列及γ—羽扇烷、奥利烷、γ—蜡烷，8、14—断藿烷、25—去甲基藿烷系列外，最近还在沾化凹陷罗家、邵家、渤南及义和庄地区的原油中，发现了中国陆相原油中极为罕见的C_{28}双降藿烷和甲基藿烷系列，这些种类繁多的生物标志物组成，再一次证明了济阳坳陷具有多生物物源的特征。

（一）类异戊间二烯化合物的组成及分布

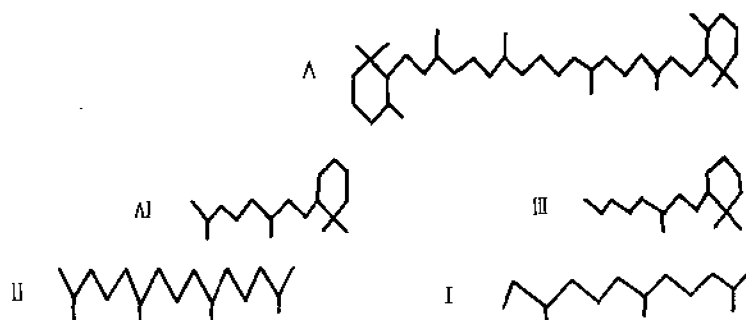
济阳坳陷原油中已鉴定出的类异戊间二烯烷烃见表1-6-6、图1-6-6。原油中一般都含有C_{14}—C_{21}异戊间二烯烷烃，多数原油中含有β—胡萝卜烷，其中以沾化凹陷、东营凹

陷南斜地区含量较丰富。β—胡萝卜烷是胡萝卜素还原后的产物，在现代蓝绿藻的生物化学成分中约占29.5%，所以有人认为β—胡萝卜烷是来自于水生生物，并在还原环境中得到较好的保存。C_{18}、C_{19}类胡萝卜烷只在东营凹陷八面河油田的原油中检出。八面河原油中的β—胡萝卜烷及C_{14}—C_{21}异戊间二烯烷烃含量均很丰富，但大部分原油受到了轻度的生物降解。

表1-6-6 济阳坳陷原油中类异戊二烯烷烃表

峰号	化合物名称	分子式	分子量	结构式
1	2，6，10—三甲基十一烷	$C_{14}H_{30}$	198	
2	2，6，10—三甲基十二烷（法呢烷）	$C_{15}H_{32}$	212	Ⅰ
3	2，6，10—三甲基十三烷	$C_{16}H_{34}$	226	
4	2，6，10—三甲基十四烷	$C_{17}H_{36}$	240	
5	2，6，10—三甲基十五烷（降姥鲛烷）	$C_{18}H_{38}$	254	
6	2，6，10，14—四甲基十五烷（姥鲛烷）	$C_{19}H_{40}$	268	Ⅱ
7	2，6，10，14—四甲基十六烷（植烷）	$C_{20}H_{44}$	282	
8	2，6，10，14—四甲基十七烷	$C_{21}H_{44}$	296	
9	类胡萝卜烷	$C_{18}H_{36}$	252	Ⅲ
10	类胡萝卜烷	$C_{19}H_{38}$	266	Ⅳ
11	β—胡萝卜烷	$C_{40}H_{78}$	558	Ⅴ

结构式



姥鲛烷和植烷是异戊间二烯类化合物中最主要的组分，也是原油中普遍含有的成分，一般认为它来自叶绿素的侧链植基，在氧化环境下富集姥鲛烷，还原环境下则富集植烷，因而Pr／Ph的比值常是用来判别环境的重要指标。济阳坳陷既发现了姥鲛烷占优势的原油，也发现了植烷占优势的原油，前者的Pr／Ph比值为1.5～5.0，最大可达5.18。这类原油主要分布在沾化凹陷沙河街、惠民凹陷临邑洼陷和昌潍坳陷等。后者的Pr／Ph比值小于0.6，

常伴生有丰富的 γ—蜡烷和 β—胡萝卜烷，分布于王家岗、八面河、羊角沟、草桥、义河庄、渤南等油田。其油源主要来自沙四段半咸水—微咸水环境形成的生油岩。

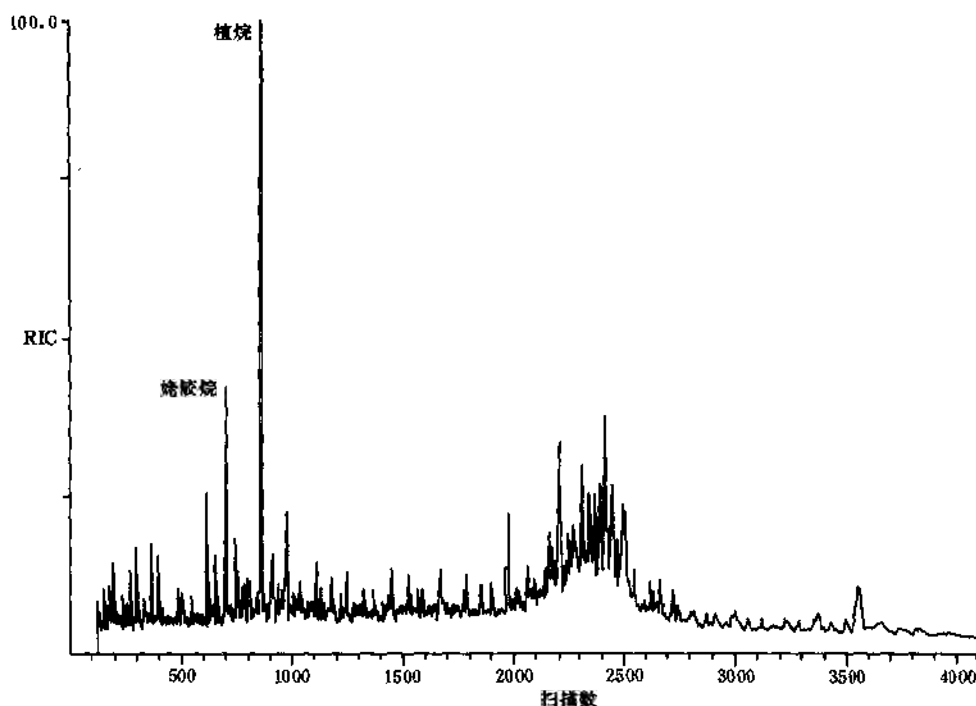


图 1-6-6 济阳坳陷面 5 井 Es_3 原油中类异戊二烯烷烃图

（二）原油的甾烷组成及分布特征

图 1-6-7～1-6-9 及表 1-6-7、1-6-8 中列出了本区所检测的甾烷、4—甲基甾烷及重排甾烷。在正常原油中，C_{27}—C_{29} 规则甾烷峰形清晰，而个别严重降解原油 C_{27}—C_{29} 规则甾烷很难辨认，而以重排甾烷为主，如金家油田。垦东地区的降解原油重排甾烷甚为发育。桩西潜山高成熟原油一般也富集重排甾烷。沾化凹陷西部的义和庄、渤南、罗家和邵家地区的原油中，经常检出 C_{26} 甾烷及 C_{27}—甲基甾烷，其它地区的原油中却很少见，而且该地区多数原油还富含 4—甲基甾烷、4—甲基甾烷／甾烷比值大于 1。

规则甾烷 C_{27}、C_{28}、C_{29} 的 14α（H）17α（H）20R 构型的相对百分含量，已被普遍用于研究原油有机质性质及油源对比的有效指标。图 1-6-10 中Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ表示生油岩中不同干酪根类型的 C_{27}、C_{28}、C_{29}20R 相对百分含量分布区域（据 200 多块生油岩统计结果）。由图可见，济阳坳陷的原油大多来自Ⅱ类混合型干酪根。来自于Ⅰ类干酪根的原油分布于两个区，其一是 C_{27}20R>40%范围，另一个是 C_{28}20R>30%区域，后一类仅见于河口地区沙一段样品。富含 C_{29} 甾烷的主要落在Ⅱ+Ⅲ或Ⅲ类干酪根分布区。Mckird 和 Hahn（1982）曾提出过 C_{29} 甾烷可以来自高等陆源植物，也可以来自蓝绿藻的观点。1986 年，我们通过对现代生物分析，也发现毛红柳（高等植物）及马尾藻、海白菜和金鱼藻（低等水生植物）均富含 C_{29} 甾烷，其相对含量大于 C_{27} 和 C_{28}，达到 68%。因此，确定 C_{29} 甾烷的物源需结合地质背景和其他地球化学资料进行分析。就五号桩地区沙三、沙四段原油富含 C_{29} 甾烷的物

源而言，含蜡量达 30%～50%，正构烷烃主峰为 C_{27}、C_{28}，而且还富含 γ—羽扇烷和奥利烷，表明这类原油均来自于陆源高等植物。

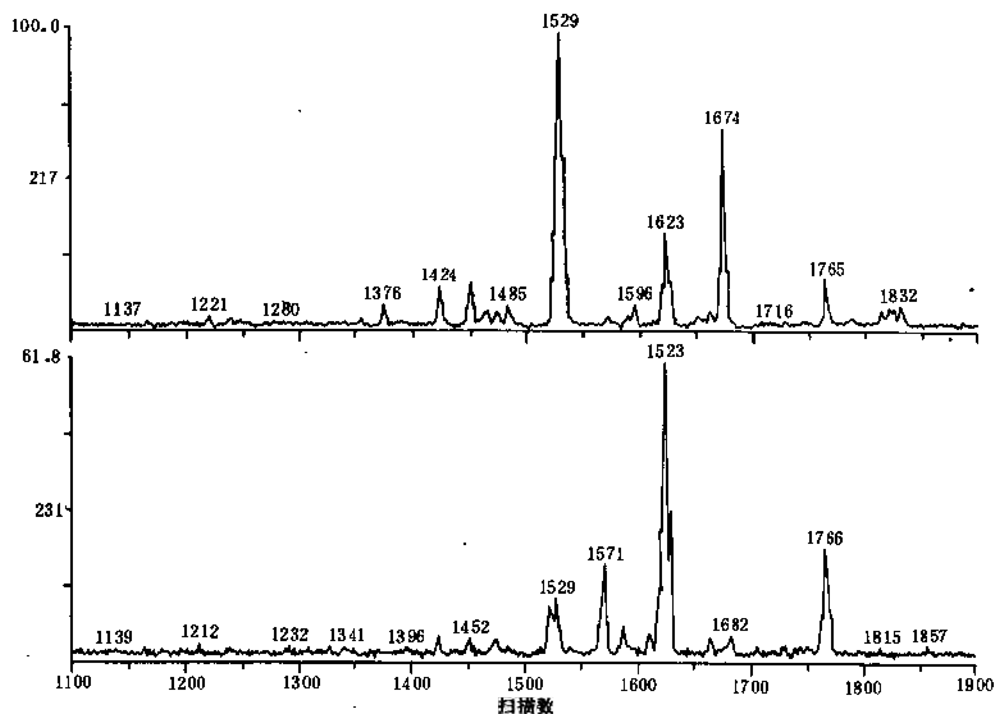


图 1-6-7 济阳坳陷原油中的甾烷及 4—甲基甾烷质量色谱图（沾 27-6 井，Es_1，2126～2140m）

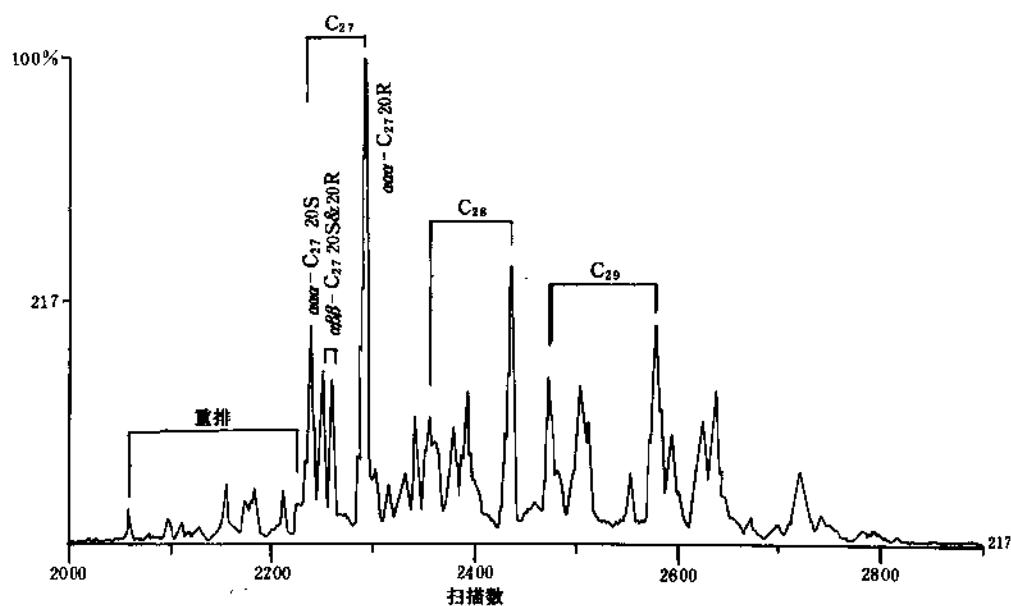


图 1-6-8 济阳坳陷原油中的甾烷质量色谱图（沾 27-6 井，Es_1）

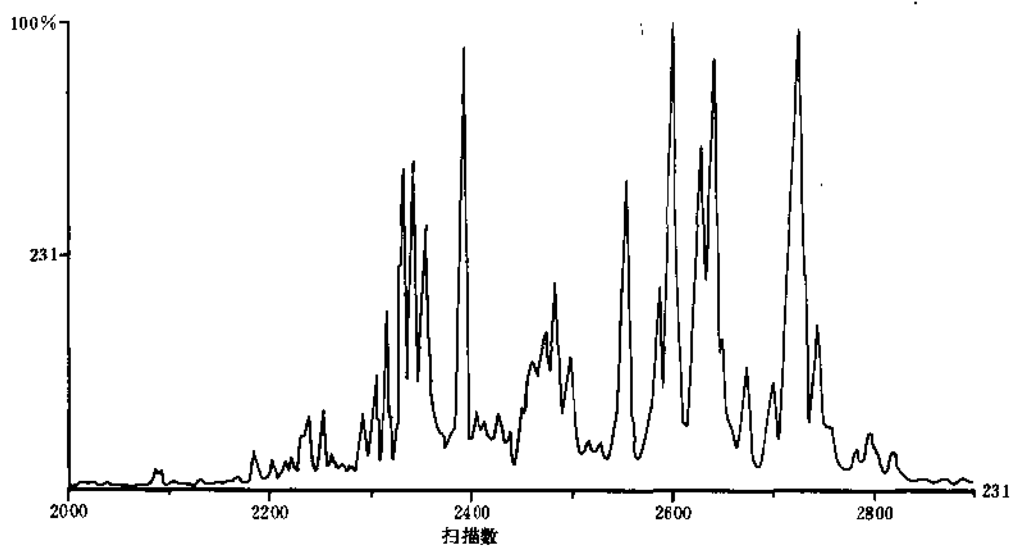


图 1-6-9　济阳坳陷原油中的 4-甲基甾烷质量色谱图（沾 27-6 井，Es_1）

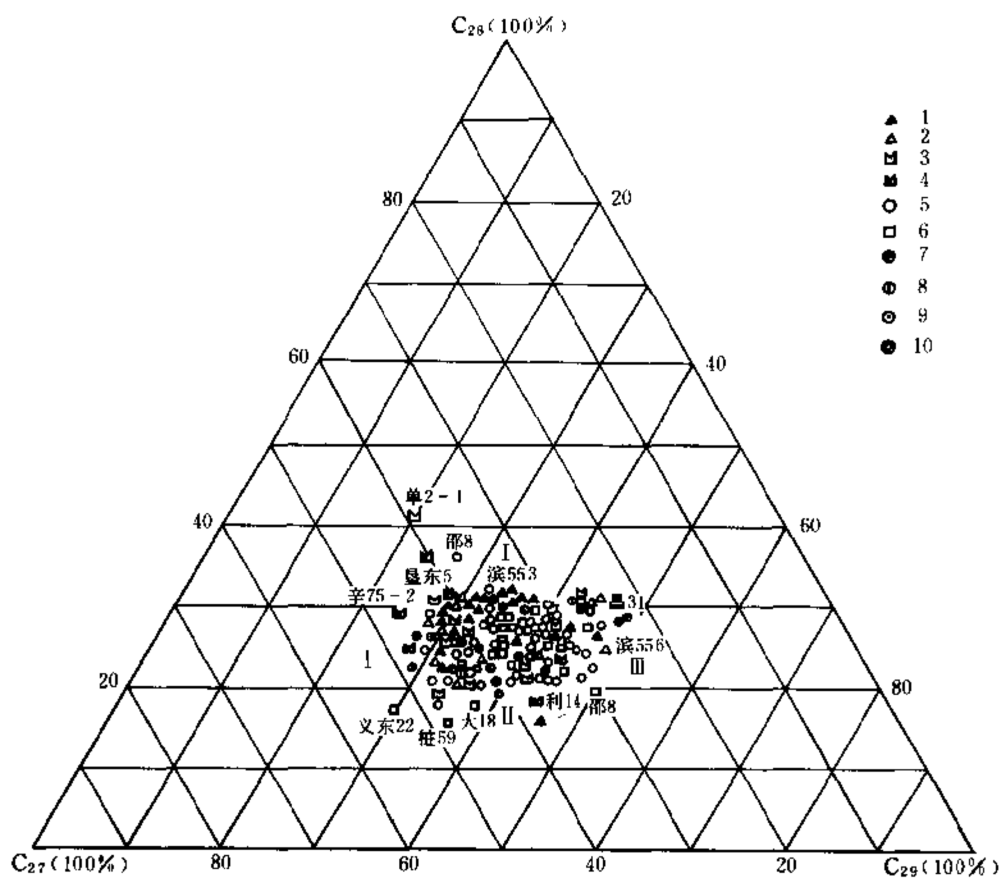


图 1-6-10　济阳坳陷原油的有机质性质图

1—Ng; 2—Ed; 3—Es_1; 4—Es; 5—Es_3; 6—Es_4; 7—Ek、Mz; 8—O; 9—∈; 10—Art

表1-6-7 济阳坳陷原油中甾烷类化合物表

峰号	化合物名称	分子式	分子量	结构式
1	5α(H), 14α(H)—孕烷	$C_{21}H_{36}$	288	I
2	5α(H), 14β(H)—孕烷	$C_{21}H_{36}$	288	I
3	5α(H), 14β(H)—高孕烷	$C_{22}H_{38}$	302	II
4	13β(H), 17α(H)(20S)—重排胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	IV
5	13β(H), 17α(H)(20R)—重排胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	IV
6	13α(H), 17β(H)(20S)—重排胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	IV
7	13α(H), 17β(H)(20R)—重排胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	IV
8	24—甲基—13β(H), 17α(H)(20S)—重排胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	IV
9	24—甲基—13β(H), 17α(H)(20R)—重排胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	IV
10	24—甲基—13α(H), 17β(H)(20S)—重排胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	IV
11	5α(H), 14α(H), 17α(H)—C_{26}甾烷	$C_{26}H_{46}$	358	
12	5β(H)—胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	
13	5α(H), 14α(H), 17α(H)(20S)—胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	III
14	5α(H), 14β(H), 17β(H)(20R)—异胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	
15	24—乙基—13β(H), 17α(H)(20S)—重排胆甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	IV
16	5α(H), 14β(H), 17β(H)(20S)—异胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	
17	24—甲基—13α(H), 17β(H)(20R)—重排胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	IV
18	5α(H), 14α(H), 17α(H)(20R)—胆甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	
19	24—乙基—13β(H), 17α(H)(20R)—重排胆甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	IV
20	24—乙基—5α(H), 14α(H), 17α(H)(20S)—胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
21	24—甲基—5β(H)—胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
22	24—甲基—5α(H), 14β(H), 17β(H)(20R)—异胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
23	24—甲基—5α(H), 14β(H), 17β(H)(20S)—异胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
24	24—甲基—5α(H), 14α(H), 17α(H)(20R)—胆甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
25	24—乙基—5α(H), 14α(H), 17α(H)(20S)—胆甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	III
26	24—乙基—5α(H), 14β(H), 17β(H)(20R)—异胆甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	
27	24—乙基—5β—胆甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	
28	24—乙基—5α(H), 14β(H), 17β(H)(20S)—异胆甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	
29	24—乙基—5α(H), 14α(H), 17α(H)(20R)—胆甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	

结构式

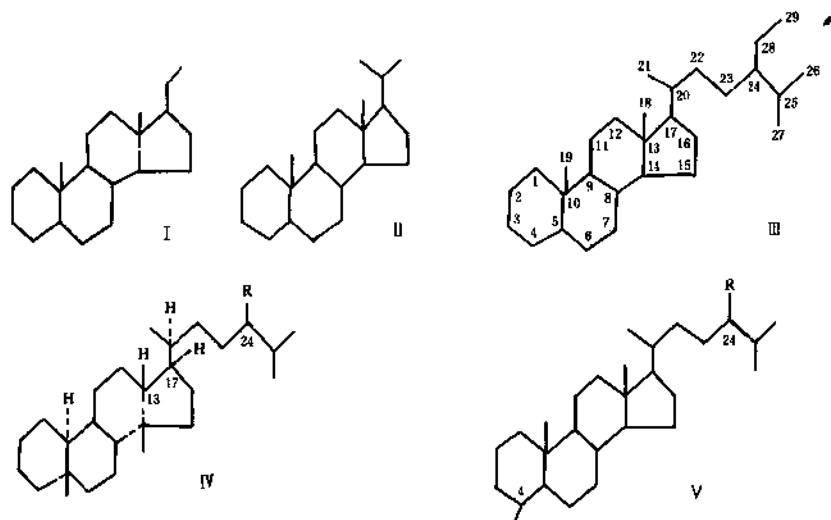


表 1-6-8 济阳坳陷原油中 4—甲基甾烷表

编号	化合物名称	分子式	分子量	结构式
1	4α—甲基，5α(H)—C_{22} 甾烷	$C_{22}H_{28}$	302	
2	4α—甲基，5α(H)—C_{23} 甾烷	$C_{23}H_{30}$	316	
3	4α—甲基，5α(H)—C_{27} 甾烷	$C_{27}H_{48}$	372	
4	4α—甲基，5α(H)—C_{28} 甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	V
5	4α—甲基，5α(H)—C_{28} 甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
6	4α—甲基，5α(H)—C_{28} 甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
7	4α—甲基，5α(H)—C_{28} 甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
8	4α—甲基，5α(H)—C_{28} 甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
9	4α—甲基，5α(H)—C_{28} 甾烷	$C_{28}H_{50}$	386	
10	4α—甲基，5α(H)—C_{29} 甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	
11	4α—甲基，5α(H)—C_{29} 甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	
12	4α—甲基，5α(H)—C_{29} 甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	
13	4α—甲基，5α(H)—C_{29} 甾烷	$C_{29}H_{52}$	400	
14	4α—甲基，5α(H)—C_{30} 甾烷	$C_{30}H_{54}$	414	
15	4α—甲基，5α(H)—C_{30} 甾烷	$C_{30}H_{54}$	414	
16	4α—甲基，5α(H)—C_{30} 甾烷	$C_{30}H_{54}$	414	
17	4α—甲基，5α(H)—C_{30} 甾烷	$C_{30}H_{54}$	414	
18	4α—甲基，5α(H)—C_{30} 甾烷	$C_{30}H_{54}$	414	
19	4α—甲基，5α(H)—C_{30} 甾烷	$C_{30}H_{54}$	. 414	
20	4α—甲基，5α(H)—C_{30} 甾烷	$C_{30}H_{54}$	414	

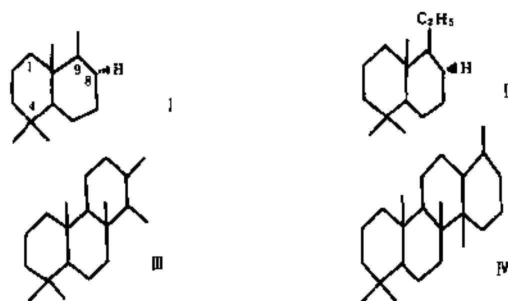
(三) 原油中的萜类化合物分布特征

济阳坳陷原油中普遍检出了二环、三环、四环和五环萜类化合物。以 m／e179 或 123 为基峰的二环烷烃见表 1-6-9、图 1-6-11。以 m／e179 为基峰的有两种，分子式为 $C_{14}H_{26}$，分子离子峰为 m／e194，与文献报道的质谱图相同，据推测可能为萜烷的热解产物；以 m／e123 为基峰的二环烷烃共 6 个，它们分别为 8β (H) —补身烷和 8β (H) —高补身烷。它们的质谱图特征及其质量色谱图保留时间与 Robere Alexander 等的鉴定结果相符。这类化合物在沾化地区较为富集。

表 1-6-9 济阳坳陷原油中环状萜烷表

峰号	化合物名称	分子式	分子量	结构式
1	二环萜烷	$C_{14}H_{26}$	194	
2	二环萜烷	$C_{14}H_{26}$	194	
3	二环倍半萜：8β(H)—补身烷	$C_{15}H_{28}$	208	I
4	二环倍半萜：8β(H)—补身烷	$C_{15}H_{28}$	208	I
5	二环倍半萜：8β(H)—补身烷	$C_{15}H_{28}$	208	I
6	二环倍半萜：8β(H)—补身烷	$C_{15}H_{28}$	208	I
7	二环萜烷：8β(H)—高补身烷	$C_{16}H_{30}$	222	Ⅱ
8	二环萜烷：8β(H)—高补身烷	$C_{16}H_{30}$	222	Ⅱ
9	三环萜烷	$C_{19}H_{34}$	262	
10	三环萜烷	$C_{20}H_{36}$	276	Ⅲ
11	三环萜烷	$C_{21}H_{38}$	290	
12	三环萜烷	$C_{22}H_{40}$	304	
13	三环萜烷	$C_{23}H_{42}$	318	
14	三环萜烷	$C_{24}H_{44}$	332	
15	四环萜烷	$C_{24}H_{42}$	330	Ⅲ
16	三环萜烷	$C_{25}H_{46}$	346	
17	四环萜烷	$C_{24}H_{42}$	330	Ⅳ

结构式



济阳坳陷常见的三环、四环萜烷参见表1-6-9及图1-6-11。此外还鉴定出了18—降海松烷和18—降松香烷（$C_{19}H_{34}$）。这两种代表陆源植物输入的三环萜烷的含量一般都比较低，说明济阳坳陷的原油不是主要来自陆源植物的母质。C_{19}—C_{25}的三环萜烷分布较普遍，其含量似乎与原油的成熟度关系较密切，随成熟度的增加而增加。如桩西潜山原油成熟度高，其三环二萜烷的含量高于同源的第三系原油，由此认为三环二萜可能为五环三萜烷热演化的产物。

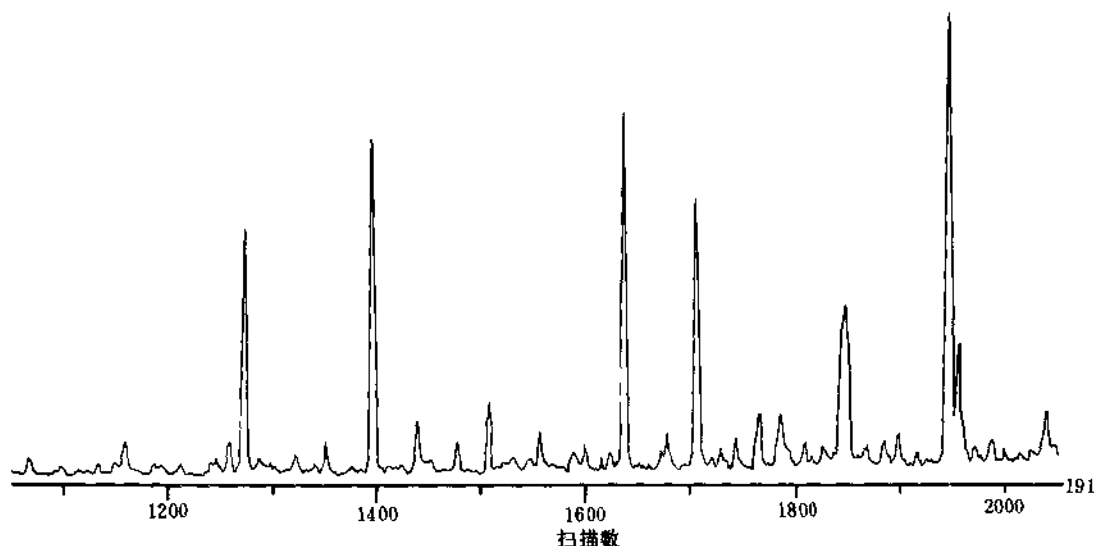


图1-6-11　济阳坳陷原油中的三环、四环萜烷图（沾27—6，Es_1，2126～2140米）

五环三萜烷中藿烷系列是萜烷化合物最主要的组成（表1-6-10、图1-6-12）。最常见的为C_{27}、C_{29}—C_{35}藿烷系列，此外在沾化凹陷西部的义和庄、渤南、罗家、邵家等油田还发现了中国陆相原油中极为罕见的C_{28}二降藿烷和C_{28}—C_{34}甲基藿烷系列。C_{28}二降藿烷的质谱碎片基峰为191，分子离子峰为384；C_{28}—C_{34}甲基藿烷系列的特征碎片为205，分子离子峰m／e分别为384、398、412、426、440、454、468。据Grantham等（1980）和Soifert（1976）研究认为这两种生物标志物与强还原环境下某些厌氧微生物密切相关。

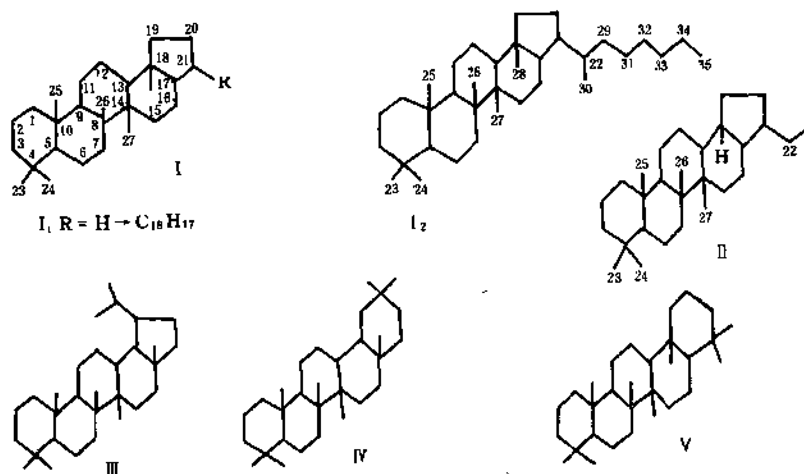
在一般原油中C_{35}—五升藿烷（22S+22R）<C_{34}—四升藿烷，但是在沾化凹陷西部的罗家、义和庄地区及东营凹陷南斜坡的八面河、羊角沟油田，来源于沙四段生油岩的原油均具有C_{35}—五升藿烷（22S+22R）>C_{34}—四升藿烷（22S+22R）的特征，而且原油中的姥／植比一般小于0.6。因此这一特征可能是反映了蒸发相半咸水、强还原环境下藿烷组成的特点。

五环三萜烷中还见有其它构型的化合物，如γ—羽扇烷、18α（H）—奥利烷和γ—蜡烷。这些化合物在原油中的相对含量往往因不同地区、不同物源输入而呈现较大的差别。如γ—羽扇烷和18α（H）—奥利烷来源于高等植物，故在五号桩地区特高蜡原油中含量非常高（图1-6-13、1-6-14），γ—蜡烷主要来源于水生生物，且与强还原环境相关，在东营凹陷南坡的八面河、草桥、羊角沟油田特别发育。

表 1-6-10 济阳坳陷原油中环状萜烷表

峰号	化合物名称	分子式	分子量	结构式
1	18α—22，29，30—三降藿烷(Ts)	$C_{27}H_{46}$	370	Ⅰ₁
2	17α—22，29，30—三降藿烷(Tm)	$C_{27}H_{46}$	370	
3	17α，21β—28，30—二降藿烷	$C_{28}H_{48}$	384	Ⅱ
4	17α，21β—30—降藿烷	$C_{29}H_{50}$	398	
5	30—降藿烷	$C_{29}H_{50}$	398	
6	γ—羽扇烷	$C_{30}H_{52}$	412	Ⅲ
7	17β，21α—30—降莫烷	$C_{29}H_{50}$	398	
8	18α—奥利烷	$C_{30}H_{52}$	412	Ⅳ
9	17α，21β—藿烷	$C_{30}H_{52}$	412	
10	17β，21α—莫烷	$C_{30}H_{52}$	412	
11	17α，21β(22S)—30—升藿烷	$C_{31}H_{54}$	426	
12	17α，21β(22R)—30—升藿烷	$C_{31}H_{54}$	426	
13	γ—蜡烷	$C_{31}H_{54}$	412	Ⅴ
14	17β．21α(22R)—30—升莫烷	$C_{31}H_{54}$	426	
15	17α，21β(22S)—30，31—二升藿烷	$C_{32}H_{56}$	440	
16	17α、21β(22R)—30，31—二升藿烷	$C_{32}H_{56}$	440	
17	17β，21α(22S)—30，31—二升莫烷	$C_{32}H_{56}$	440	
18	17β，21α(22R)—30，31—二升莫烷	$C_{32}H_{56}$	440	
19	17α，21β(22S)—30，31，32—三升藿烷	$C_{33}H_{58}$	454	
20	17α，21β(22R)—30，31，32—三升藿烷	$C_{33}H_{58}$	454	
21	17β，21α(22S)—30，31，32 三升莫烷	$C_{33}H_{58}$	454	
22	17β，21α(22R)—30，31，32 三升莫烷	$C_{33}H_{58}$	454	
23	17α，21β(22S)—30，31，32，33 四升藿烷	$C_{34}H_{60}$	468	
24	17α，21β(22R)—30，31，32，33 四升藿烷	$C_{34}H_{60}$	468	
25	17β，21α(22S)—30，31，32，33 四升莫烷	$C_{34}H_{60}$	468	
26	17β，21α(22R)—30，31，32，33 四升莫烷	$C_{34}H_{60}$	468	
27	17α，21β(22S)—30，31，32，33，34 五升藿烷	$C_{35}H_{60}$	482	Ⅰ₂
28	17α，21β(22R)—30，31，32，33，34 五升藿烷	$C_{35}H_{60}$	482	Ⅰ₂

结构式



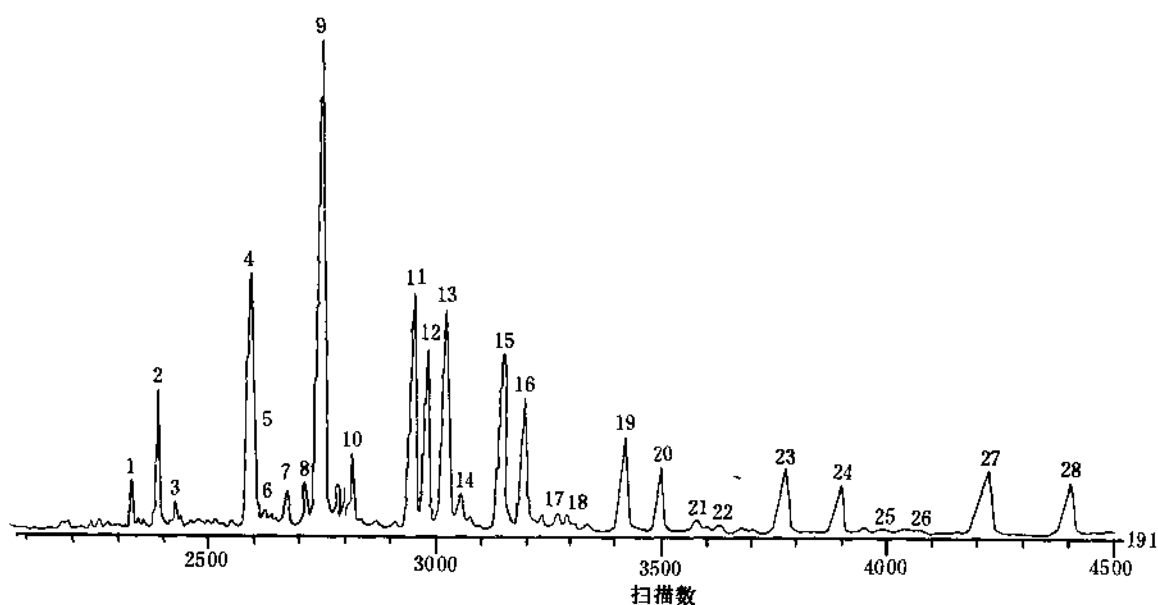


图 1-6-12　济阳坳陷原油中的五环三萜烷图（沾 27—6，Es_1，2126～2140 米）

五、原油碳同位素特征

自然界碳元素包含两个稳定同位素，即^{12}C和^{13}C，分别占 98.89%和 1.11%，二者由于具有相同的质子数（Z=6）和原子结构，因而在自然界循环过程中有相似的物理化学特性，保持着相对的稳定性，这为研究含碳物质的成因、形成条件和来源等提供了依据。但另一方面，又因二者中子数和原子量的差异，使^{12}C和^{13}C在不同物质中和不同的物理化学条件下产生同位素分馏效应，藉此可区分相同物质间的相对的微小差别，进而为微观研究提供有意义的信息。

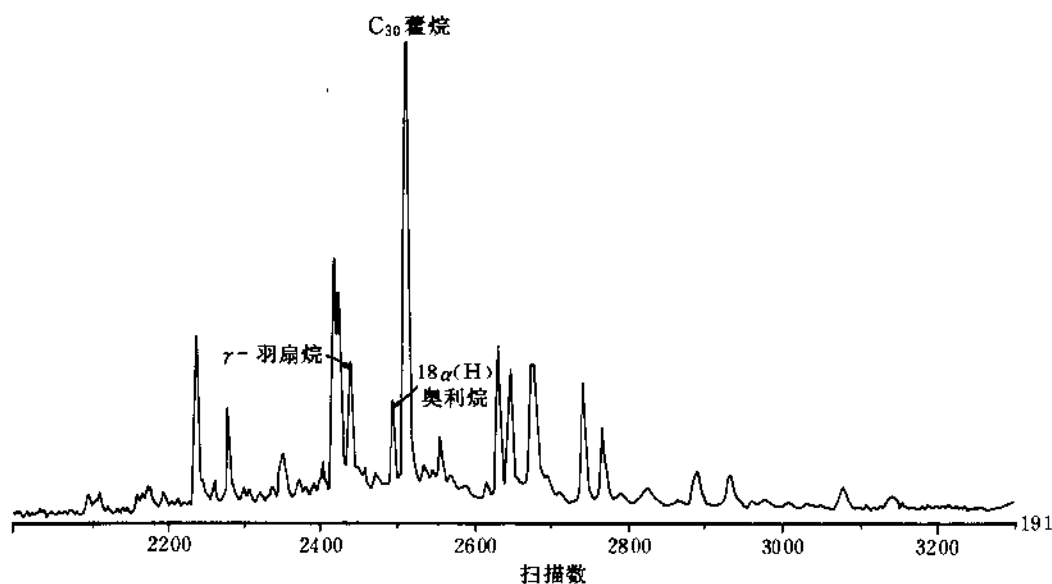


图 1-6-13　济阳坳陷原油中的γ—羽扇烷和 18α（H）奥利烷图
（桩 74—36，$Es_3^下$，3594.3～3663.6 米）

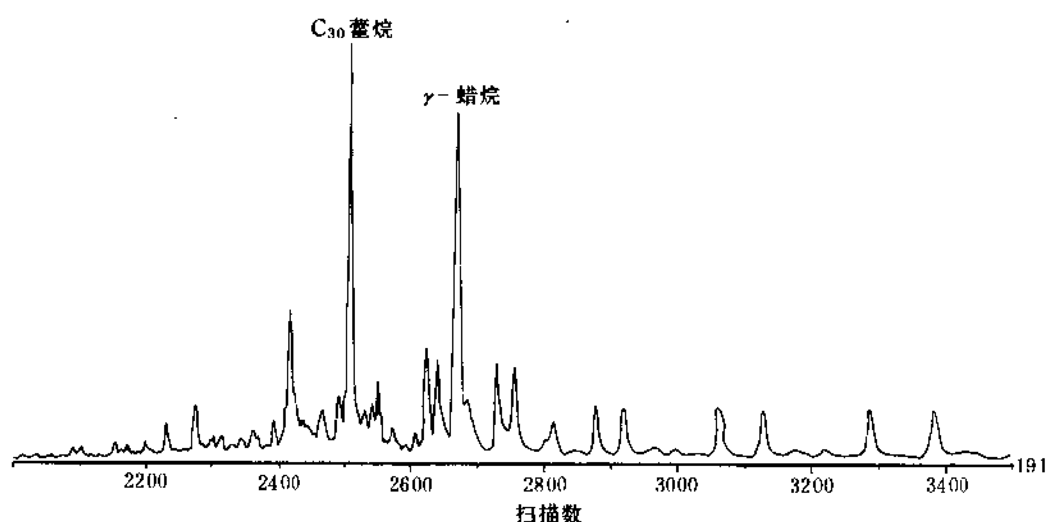


图 1-6-14　济阳坳陷原油中的γ—蜡烷图（面 7 井，Es_4，1484.0～1485.9 米）

我们采用国际 PDB 标准（Belemnitella American，Pecdee Formation、Cretaceous、South Carolina）对济阳坳陷原油及其各组分（烷、芳、非、沥）分别进行了测定。原油 $\delta^{13}C$ 值的范围为−31.2‰～−24.4‰，主要集中在−29‰～−27‰之间（图 1-6-15），各组分的分布规律是 $\delta^{13}C$ 沥＞$\delta^{13}C$ 非＞$\delta^{13}C$ 烷；但也有小部分样品出现 $\delta^{13}C$ 的沥青小于非烃和芳香烃的反常现象。

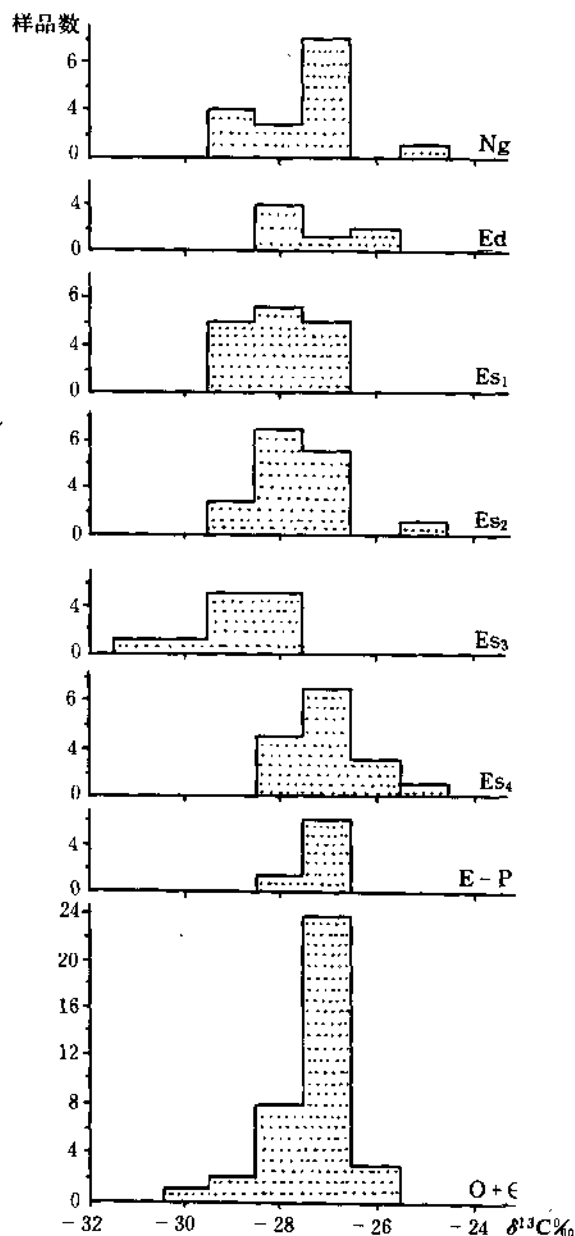


图 1-6-15 济阳坳陷原油碳同位素组成的变化图

已有的分析资料表明，具有亲缘关系的原油和氯仿沥青“A”族组分的化学分子基本相同，所以对应族组分的 $\delta^{13}C$ 值也基本相同。因而所绘制的各组分的碳同位素变化曲线的形态和位置也基本一致，据此，就可进行油源对比和原油分类。从图 1-6-16 所展示的济阳坳陷东营凹陷的原油类型曲线来看，彼此的差异还是比较明显的，这显然与其各自的原始母质的性质以及成熟演化程度的不同密切相关。

第三节 原油分类及油源分析

一、原油分类

由上述可知，济阳坳陷原油的物理性质与地球化学特征变化极为复杂。为了便于进行地质研究，搞清各类原油特征及其分布规律是十分必要的。

（一）*1974 年济阳坳陷原油分类*

此分类主要是着眼于原油物理性质，以相对密度和含硫为基础，结合其它性质将全区的原油划分为三大类 8 个亚类（表 1-6-11）。这种分类对了解全区原油性质的概貌，在当时无疑起过积极作用。但是仅仅根据原油物性分类显然有局限性。因为原油的物理性质不仅取决于生油母质，而且与其形成的环境、油气运移过程和储集层的保存条件等因素关系密切。因此应用这种分类进行油源对比、研究油气运移或探索地质规律是难以获得理想效果的。

（二）*1975 年河口地区原油分类*

1975 年，随着烷烃色谱分析方法的不断完善，为了解决物性分类的缺欠，便于地质上应用研究，以原油的主要成分——烷烃的各项成熟度指标，并结合油源分析，对河口地区的原油划分为五类。

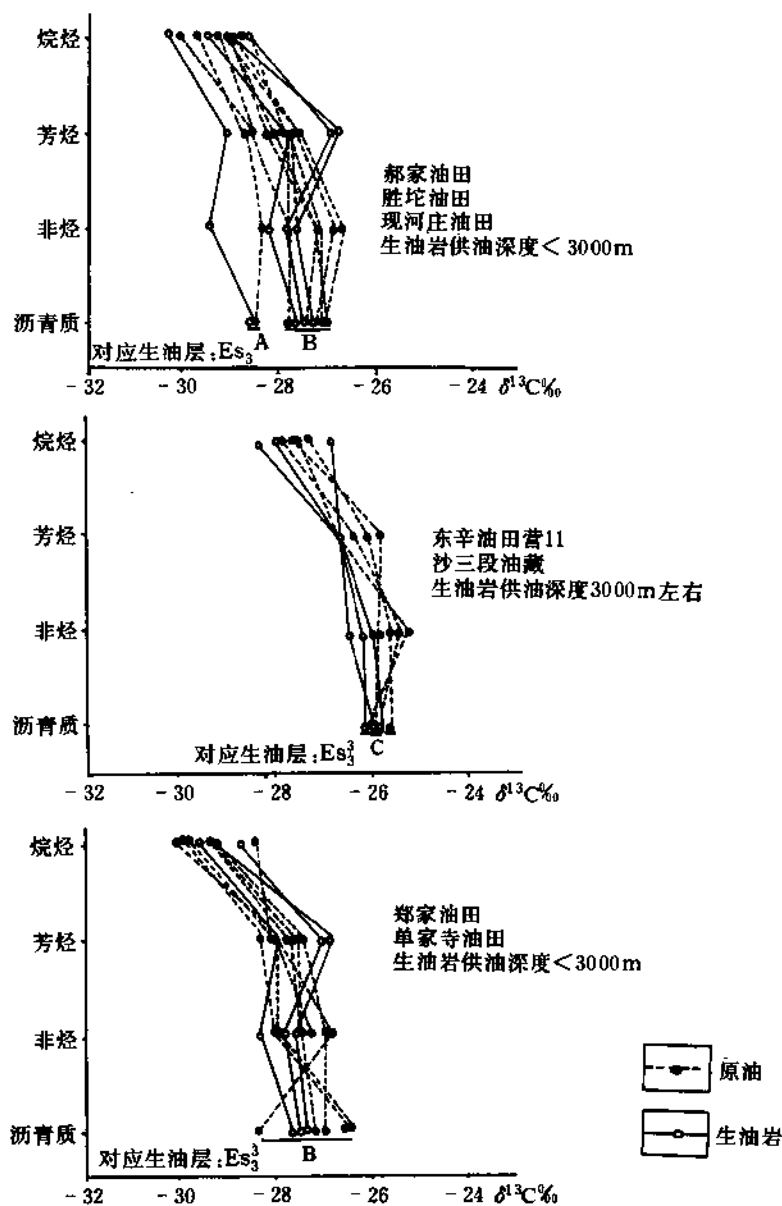


图 1-6-16　东营凹陷油源对比结果

第一类：以高异构烷烃为特征，其异构烷烃占整个烷烃组分的 90%左右，如孤岛油田、埕东油田。

第二类：有稳定的主峰碳位置（C_{23}），如义 18 井区和渤南油田义 33 和义 37 等井的原油。

第三类：主要特征是 CPI＜1 具偶碳优势原油，多分布于 Es_4 层位。

第四类：主峰碳位于 C_{17}、C_{18} 的轻质原油，是本区高成熟度原油，如沾 11 井。

第五类：双峰型原油，烷烃色谱图上除 C_{23} 位置为高峰外，在 C_{17} 附近出现次高峰，双峰的出现是混合油的标志。

以上各类详细划分标准如表 1–6–12 所示。

表 1–6–11　1974 年济阳坳陷原油分类表

大　类	亚类	名　　称	相对密度	粘　度 (mPa · s)	凝固点 (℃)	含　硫 (%)
凝析油		凝析汽油	<0.80	<1		
轻质油	Ⅰ	低比重低含硫高凝固点原油	<0.88	<30	25~45	<0.50
	$Ⅰ^1$	中比重低含硫较高凝固点原油	0.88~0.92	30~200	10~35	<0.50
	$Ⅰ^2$	中比重中含硫较高凝固点原油	0.88~0.92	30~200	10~35	0.5~1.5
重质油	$Ⅱ^1$	高比重低含硫较低凝固点原油	>0.92	80~2600	10~−10	0.3~0.7
	$Ⅱ^2$	高比重中含硫较低凝固点原油	>0.92	200~6000	0~20	0.7~2.0
	$Ⅱ^3$	高比重高含硫低凝固点原油	>0.92	100~6000	0~−30	1.5~3.5
	$Ⅲ^4$	高比重高含硫高凝固点原油	>0.92	100~9000	25~41	2.0~5.0

表 1–6–12　1975 年河口地区原油分类特征表

指标 / 类型	异烷／烷 (%)	主峰碳	$\sum C_{23}/\sum C_{24}^{+}$	CPI	主要分布层位
Ⅰ	90.68	C_{25}	0.73	1.19	Ng
Ⅱ $Ⅱ_1$	57.03	C_{23}(较陡)	1.32	1.23	Es_1
Ⅱ $Ⅱ_2$	48~53	C_{23}(平缓)	1.54	1.22	Es_3
Ⅲ $Ⅲ_1$	55.23	C_{20}	1.54	0.94	Es_4
Ⅲ $Ⅲ_2$	52.59	C_{28}	0.90	0.81	Es_4
Ⅳ		C_8	1.24	1.14	古生界沾 11 井
Ⅴ		C_{23}、C_8			Es_1、Es_2

这种分类方法，由于抓住了原油的主要特征，同时又考虑与油源的成因联系，所以在生产上有实用价值；对当时河口地区的地质研究工作发挥了重要作用。

（三）*1979 年济阳坳陷原油分类*

1979 年，又在前人工作的基础上，对济阳坳陷的原油以色谱分析资料为主，结合其它物性和地球化学参数，提出了成因分类法；将原油分成四种类型：

Ⅰ.水源轻烃油：烷烃色谱主峰碳在 C_{17} 附近，$C_{23}^{-}/\sum C_{24}^{+}$比值高达 2.8，总烃含量也高，可达 64%。

Ⅱ.混源中烃油：烷烃色谱主峰碳在 C_{23} 附近。

Ⅲ.陆源重烃油：烷烃色谱主峰碳在 C_{24} 以后，以 C_{28} 主峰碳居多。

Ⅳ.次生变化油：是以上三类原油经过次生变化的产物。

各类原油的具体划分标准如表 1−6−13 所示。上述各类原油在济阳坳陷的分布如表 1−6−14，馆陶组和东营组的原油多属次生变化油，只有惠民凹陷的原油例外，属混源中烃油。陆源重烃油较少，主要分布在东营南斜坡、沾化罗家地区的沙四段和局部沙二段层位。水源轻烃油仅有个别地区零星分布。

表 1−6−13　1979 年济阳坳陷原油分类各项指标划分标准表

分类指标 原油类型	正构烷烃碳数分布曲线特征	CPI	$\sum C_{23}$前 / $\sum C_{24}$后	Pr / Ph	烷 / 芳	H / C	总烃	参考指标			
								密度	粘度	凝点(℃)	馏分(300℃)
Ⅰ	主峰碳在 C_{17} 附近	1.19 (1.05~1.25)	2.8 (1.4~4.1)	1.02 (0.83~1.24)	2.79 (1.3~4.6)	1.74 (1.51~1.85)	64 (56~72)	0.86 (0.83~0.89)	12 (11~16)	25 (20~29)	30 (27~32)
Ⅱ	主峰碳在 C_{23}	1.17 (1.05~1.25)	1.4 (1.0~2.5)	1.11 (0.45~1.35)	3.25 (2.22~4.30)	1.82 (1.7~2.0)	62 (52~71)	0.88 (0.84~0.90)	30 (5~140)	26 (20~34)	24 (5~35)
Ⅲ	锯齿形、主峰碳在 $C_{20、22、24、26、28}$	0.78 (0.60~0.88)	1.2 (0.4~2.1)	0.42 (0.14~0.88)	0.74 (0.26~1.15)	1.68 (1.62~1.69)	57 (47~62)	0.92 (0.87~0.95)	277 (15~500)	33 (28~35)	15 (11~26)
Ⅳ	正构烷烃含量很少,以异构烷烃和环烷烃为主			0.95 (0.47~2.00)	1.22 (0.37~2.07)	1.59 (1.23~1.78)	50 (22~67)	0.97 (0.87~1.04)	2500 (250~9400)	0 (26~30)	12 (5~28)

这种成因分类着重于生源物质成分，认为第Ⅰ类原油主要来自介形虫、藻类等水生生物；第Ⅱ类混油主要来自藻类、介形虫等水生生物与蕨类、裸子类和被子类陆源植物的混合母质；第Ⅲ类原油主要由陆源母质提供，但形成于蒸发膏盐环境，导致 CPI<1 的特征；第Ⅳ类原油则为上述三类原油经细菌降解所致，一般都埋藏较浅。成因分类的优点在于将各种不同的原油与生油岩的有机组分确定了亲缘关系，便于进行油岩对比和研究油气运移，有利于较正确地计算生油潜量。

（四）*济阳坳陷 80 年代原油分类*

进入 80 年代以来，随着勘探成果的不断增加，新区、新层系原油的陆续发现，实验室分析手段的扩充和提高，特别是利用色谱—质谱—计算机技术获得了原油中生物标志化合物信息，使人们对原油的鉴别更加深了认识，进而对原油的分类方法作了修改和补充，制定出

表 1-6-14 济阳坳陷原油类型及各项分类指标数据表

地区	层位	原油类型 I	II	III	IV	分类指标数据：曲线特征	CPI	$\sum C_{23}$前/$\sum C_{24}$后	姥/植	烷/芳	H/C	总烃	d_4^{20}	μ_{50}	凝点 (℃)	馏分 (300℃前)
沾化凹陷	Ng Ed	少	少	少	主	异[12] 甾[3] $C_{23}^3C_{25}^3C_{19}^1$	(1.18) 0.8～1.25	(1.5) 0.9～2.9	(0.8) 0.4～1.25	(1.5) 1.0～3.0	(1.6) 1.38～1.85	(53) 50～60	(0.96) 0.9～1.02	(1100) 150～1500	(0) −26～23	(10) 4～5
	Es_1		主			$C_{23}^{13}C_{18}^1C_{25}^1$	(1.2) 1.1～1.25	(1.5) 1.2～2.4	(0.7) 0.4～1.3	(3.08) 0.38～5.30	(1.82) 1.55～2.00	(53)	(0.86) 0.85～0.88	<30	(37) 30～41	(23) 18～32
	Es_2		主	主		C_{21}^1 甾[1]	(1.08) 0.95～1.20	(2.2) 2.0～2.4	(0.67) 0.45～0.75	(1.44) 1.43～1.45	(1.72) 1.67～1.77	(43)	(0.90) 0.87～0.94	(130) 40～280	(32) 31～33	(23) 17.5～26.5
	Es_3		主			$C_{23}^{14}C_{27}^2$	(1.20) 1.13～1.27	(1.45) 1.2～1.7	(1.3) 1.0～1.6	(3.7) 2.7～4.6	(1.83) 1.67～2.05	(61)	(0.87) 0.85～0.90	<50	(29) 25～33	(28) 21～31
	Es_4		次	主		甾[1]	(0.75)	(1.0) 0.6～1.8	(0.5) 0.3～0.8	(0.93) 0.38～2.00	(1.59) 1.24～1.89	(58)	(0.92) 0.88～0.94	(120) 40～230	(30) 24～34	(19) 12～28
滨南平方王	Ng Ed				主	异[1]				(1.84)		(54)	(0.97)	(1200)	(6)	(8)
	Es_1		次		主	异[5] $C_{23}^1C_{20}^1$	(1.11) 1.08～1.14	(1.05) 0.82～1.28	(1.85) 1.29～2.56	(1.58) 1.47～1.68		(57)	(0.93) 0.92～0.96	(500) 100～900	(6) 0～16	(8) 7～9
	Es_2		次	主		C_{26}^1	(0.95)	(1.0)		(3.8) 2.89～6.00		(72)	(0.87)	(17)	(30)	(24)
	Es_3		主			C_{23}^1	(1.15)	(1.31)	(1.39)	(2.82)	(1.81)	(65)	(0.88)	(20)	(32)	(23)
	Es_4		主	少		$C_{23}^{16}C_{18}^1$	(1.10) 1.05～1.15	(1.2) 0.9～1.3	(0.7) 0.6～0.9	(2.80) 1.76～5.5	(1.71) 1.55～1.93	(57)	(0.89) 0.85～0.91	(50) 10～100	(21) 14～30	(23) 17～26

东营凹陷	Ng Ed				主	异^{2}										
	Es_1		主			$C_{23}^{2}C_{25}^{2}$	(1.17) 1.13～1.23	(1.23) 0.85～1.25	(0.5)	(3.07) 1.64～8.28		(61)	(0.9) 0.87～0.93	(140) 20～270	(20) 16～23	(18) 13～23
	Es_2		主			$C_{23}^{10}C_{17}^{3}C_{16}^{1}C_{18}^{1}C_{22}^{1}$	(1.17) 1.10～1.25	(1.7) 1.2～3.1	(0.55) 0.4～0.8	(2.52) 1.48～5.0		(60)	(0.9) 0.88～0.94	(100) 40～1000	(29) 26～32	(20) 17～25
	Es_3		主			C_{23}^{3}	(1.12) 1.08～1.13	(1.3) 1.2～1.4	(0.42)	(2.65) 1.45～7.86	(1.65)	(62)	(0.91) 0.88～0.95	(300) 30～1100	(24) 14～32	(18) 8～22
	Es_4		主	次		$C_{18}^{1}C_{24}^{1}$锯^{1}	(1.0) 0.95～1.05	(1.3) 0.95～2.05		(4.65) 2.22～9.33	(1.88)	(61)	(0.90) 0.88～0.92	(140) 10～300	(23) 21～70	(20) 15～27
大王庄	Ng Ed															
	Es_1															
	Es_2		次	主		$C_{22}^{1}C_{25}^{1}$	(1.02) 0.84～1.1	(0.85) 0.5～1.2	(0.75)	(2.56) 2.22～6.91	(1.61) 1.46～1.84	(57)	(0.93)	(170)	(34)	(19)
	Es_3		主							(2.84) 1.50～5.36		(50)				
	Es_4		主	主		锯$^{5}C_{15-18}^{4}C_{25}^{1}$	(1.0) 0.7～1.2	(1.5) 1.0～2.8	(0.6) 0.2～1.2	(1.52) 0.69～5.0	(1.64) 1.43～1.85	(58)	(0.9) 0.87～0.93	(75) 30～200	(29) (22～35)	(25) 13～31
惠民凹陷	Ng Ed		主			$C_{23}^{4}C_{25}^{1}C_{27}^{1}$	(1.15) 1.0～1.4	(0.9) 0.3～1.3		(1.79) 1.58～1.91		(67)	(0.92) 0.89～0.95	(170) 40～400	(17) 9～27	(30) 16～39
	Es_1		主			C_{23}^{1}	(1.14)	(1.2)	(1.3)	(1.74) 1.33～2.27	(1.67)	(73)	(0.94) 0.87～0.95	(150) 10～2200	(10) −13～33	(13) 3～26
	Es_2		主			C_{23}^{5}	(1.2)	(1.5) 1.2～2.4	(1.3)	(3.71)	(1.69)	(66)	(0.85)	(15)	(32)	(35)
	Es_3		主			C_{23}^{4}	(1.18)	(1.3) 1.0～1.5		(2.44) 1.43～3.87		(62)	(0.89) 0.86～0.95	(30) 10～40	(28) 17～22	(19) 8～29
	Es_4		主			C_{23}^{6}	(1.18) 1.15～1.27	(1.2) 1.0～1.6	(1.13)	(1.83) 1.29～2.77	(1.68)	(51)	(0.9) 0.85～0.95	(200) 10～550	(20) 1～31	25 9～35

1.异^{12}：表示在色谱曲线上以异构为主，正烷烃无法区分出来，右上角的数字代表样品块数。

2.锯^{3}：表示碳数分布曲线的形状呈锯齿形，齿峰为偶碳数，且多在高碳数部分，右上角的数字代表样品块数。

3.C_{23}^{4}：表示碳数分布曲线的主峰碳在碳 23。右上角的数字代表样品块数，其他 C_{25}^{1}、C_{27}^{2} 等类推。

4.表中的数字代表各指标变化范围，括号中的数字代表平均值，"主"字表示主要原油类型，"次"字是次要原油类型，"少"是含有少量的原油类型。

新的分类方案，将本区的原油划分为五种类型（表1–6–15）。

表1–6–15 济阳坳陷原油分类指标及生油母质物源表

类型 \ 指标及物源	色谱			甾烷 $C_{29}/\sum C_{27\sim29}$%（相当于干酪根类型）	生油母质物源
	主峰碳	$\sum C_{21}$前$/\sum C_{22}$后	OEP		
轻烃油	$C_{15\sim17}$	>1.2	>1	<40 （Ⅰ—$Ⅱ_1$以Ⅰ为主）	以低等水生生物，特别是浮游生物为主
混源中烃油	$C_{15\sim25}$	0.8～1.2	>1	25～50 （Ⅱ）	水生生物和陆源生物(主要是植物)的混合物
陆源重烃油	$C_{27\sim31}$	<0.8	>1	>40 （$Ⅱ_2$—Ⅲ以Ⅲ为主）	以水草和陆地植物为主
偶碳优势油	偶数高碳	0.6～1.6	<1	>25 （Ⅱ—Ⅳ）	以特殊的高含盐水生和陆地生物群为主
次生变化油	异构为主			>20 （Ⅰ—Ⅳ）	是以上四种原油中的任何一种或几种

1.轻烃油

这类原油分布并不广，但成因类型却很复杂，包括水源轻烃油、高熟轻烃油、热蚀变作用形成的轻烃油、脱沥青作用形成的轻烃油，以及成煤物质在演化过程中形成的轻质油等。由于济阳坳陷的原油主要是以混源中烃油为主，轻烃油在运移、聚集过程中与其它类型原油混合，很难单独存在，只限于各个层位的局部地区有零星分布。现将较常见的水源轻烃油和高熟轻烃油分述如下：

(1) 水源轻烃油　它的原始母质是低等水生生物，特别是以浮游生物为主形成的Ⅰ型干酪根及少量Ⅱ型干酪根，它与高熟轻烃油的区别在于 5α，14α，17αC_{29} 甾烷与(C_{27}+C_{28}+C_{29})的比值小于40%，而高熟轻烃油则无此限制；其次 5α，14α，17αC_{29} 甾烷 20S／20S+20R 的比值小于 0.55；相当于低成熟生油带中主成熟生油带（R_o=0.44%～0.65%）生成的原油，在馆陶组、沙河街组均有零星分布，一般深度不超过3500米，如河104—2井。

(2) 高熟轻烃油　是由各种类型干酪根演化至高成熟阶段而形成的原油。但从现有的资料来看，济阳地区尚未发现纯属Ⅲ类干酪根生成的高熟轻烃油。这种油与水源轻烃油的区别是 5α，14α，17αC_{29} 甾烷与 20S／20S+20R 的比值>0.55，相当于高成熟生油带（R_o=0.95%～1.25%）生成的原油。主要分布在桩西—五号桩地区，为井深超过3500米的古潜山原油，如桩古36井。

2.混源中烃油

这是济阳坳陷内数量最多、分布最广的一类原油，主要分布在沙河街组。它是由水生生物和陆源生物的混合物为原始母质，其混合比例的变化范围可以很宽，就其干酪根的类型而

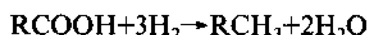
言，主要是以Ⅱ型干酪根为主，但也可以是其它干酪根类型生成的原油在运移过程中混合而成，因而情况比较复杂。只能从现今原油的组合特点作出推断，不易以明确的指标来区分。混源中烃油与轻烃油的最主要差别是$\sum C_{21}$前／$\sum C_{22}$后的比值，前者为0.8～1.2，后者则大于1.2。

3.陆源重烃油

这类原油的原始母质是水草和陆地植物为主的Ⅲ型干酪根。它的主要特征是：主峰碳为C_{27}或C_{29}、C_{31}；$\sum C_{21}$前／$\sum C_{22}$后＜0.8；甾烷$C_{29}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$大于40%；高含蜡量是原油物性重要特点。这类原油主要分布在五号桩地区，如桩73井沙四段原油。

4.偶碳优势原油

它的原始母质是在特殊的高含盐和碳酸盐岩沉积环境中的水生和陆地生物形成的干酪根，这类原油的最主要特征是OEP值小于1，主峰碳在C_{20}或C_{28}。A.希莫亚马等人的实验证明，在碳酸钙参与下，由nC_{22}脂肪酸形成最突出的烷烃是nC_{20}烷烃，而由nC_{19}脂肪酸形成的最丰富的烷烃是nC_{17}烷烃，两种正烷烃都比原来的脂肪酸少两个碳原子，这意味着作为优势烷烃形成中最可能的过程是酸的β位裂开。相反，在蒙脱石参与下，由脂肪酸脱羧形成的优势正烷烃，比其脂肪酸只少一个碳原子。由于原始生油母质所提供的都是偶碳数占优势的脂肪酸，所以在钙质参与下形成的烃类失去两个碳原子，仍保持偶碳优势，即CPI＜1。另一种途径是在高盐的强还原条件下，使偶碳数的脂肪酸加氢还原成烷烃：



$$RCOOH+3H_2 \rightarrow RCH_3+2H_2O$$

有人曾采集一种高含盐的植物——黄花蒿，它的含盐量高达45.85%（占干重），其中钾和钠为14.43%、镁1.52%、钙1.09%、氯根22.28%、硫酸根2.40%、重碳酸根4.13%。在夏季室温下（20～30℃）在充足氧的环境里，放置一个月经充分生化反应后，做微烃色谱分析，测得CPI值大于1，主峰碳为nC_{27}。但将同样的样品放入高压釜内除氧充氮，在180兆帕、320℃的条件下加热64小时，用色谱分析产物的饱和烃，发现色谱图主峰碳移位至nC_{28}，经色谱鉴定nC_{27}和nC_{28}、定性无误。以上述相同条件，对其他低含盐和不含盐植物进行分析，结果却无发生色谱主峰碳移位和出现偶奇优势现象。这说明高含盐的沉积环境对形成偶奇优势的特征有直接的关系。这类原油主要分布在沾化凹陷罗家地区和东营凹陷南坡的羊角沟、八面河、纯化等油田的沙四段含油层位，如罗7井、纯79井、面2—1井等。

5.次生变化油

这类原油是以上任何一种类型原油经地下水冲刷、氧化和细菌降解作用等次生蚀变而成。它是突出的特点是烷烃色谱图中正烷烃消失，以异构烷烃为主，并随蚀变作用强弱的不同，可出现几种不同的特征（图1—6—17）。一种情况是遭受轻微降解作用，在烷烃色谱图上保留一些正构烷烃，异戊间二烯类烷烃仍相当丰富；另一种情况是遭受中等程度降解，正烷烃接近消失，但仍保留异戊间二烯类化合物和丰富的甾、萜类化合物；再一种情况是遭受严重的降解，正烷烃和异戊间二烯烷几乎已不复存在，仅保留了甾萜类化合物。这类原油相对密度大、凝固点低，族组成中烷烃含量相对降低、芳香烃、非烃、沥青质含量相应增加，严重遭受降解的原油，其生物标志物还出现了去甲基藿烷系列。

次生原油在济阳坳陷分布很广，纵向上主要分布在浅层900～1500米的深度范围，以馆

陶组最多，其它层位也有少量分布。在平面上遍布于各凹陷的浅层油藏，如沾化、孤岛、孤东、埕东、义东油田，东营的单家寺、尚店、八面河、羊角沟、草桥、高青油田，车镇的大王庄油田，惠民的盘河油田等。

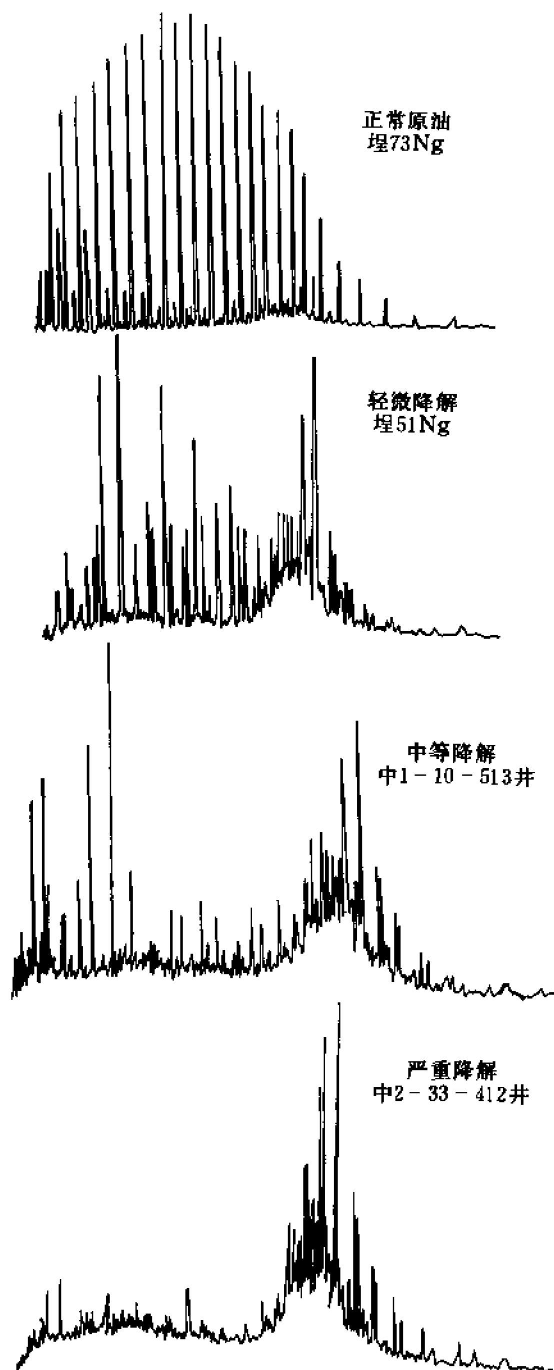


图 1-6-17　济阳坳陷不同降解程度原油烷烃色谱图

二、油源分析

原油分类的目的之一在于查明各类原油的特征及其与油源岩的亲缘关系，进而探讨空间分布规律和追踪油气运移的轨迹，为勘探提供依据。下面就以义和庄潜山油藏为例，进行油源和油气运移分析。

（一）义和庄潜山油藏的地质背景

义和庄潜山带位于济阳坳陷北部，其南部和东部与沾化凹陷正断层接触，北部与西部倾没于车镇凹陷之中。潜山带走向为北东向转为近东西向，成一弧形构造带。东西长 70 公里，南北宽 15～20 公里，面积约 1000 平方公里。潜山带分主体和斜坡两个单元。主体部分偏南部由古生界组成，其上为下第三系或上第三系所覆盖。北部为斜坡，在古生界之上保存有中生界；下第三系超覆在中生界及古生界不同层位之上。

义和庄潜山带含油气丰富，经历年勘探已发现十一套含油层系：明化镇组、馆陶组、东营组、沙一段、沙二段、沙三段、沙四段、孔店组、中生界、石炭—二叠系及寒武—奥陶系。从潜山内幕直到上覆地层中有各种类型油气藏。其中 991 井潜山油藏获得了日产 1200 吨的高产油井，展现了该区丰富的勘探资源的广阔前景。

（二）原油特征

为了搞清油源关系和油气运移方向，曾对该区原油和生油岩分析资料作了较深入的剖析。现有原油分析资料表明，义和庄潜山原油具有多种类型的特征，原油物性和化学成分差异

较大，从潜山下含油组（寒武系、奥陶系、石炭—二叠系）的原油分析可以看出：除含有性质较好的原油外，还含有相对密度大、粘度高、高含硫、低含蜡的原油。性质好的原油大部分集中在991油田的奥陶系中；物性差的原油大都属寒武系，分布于沾3、沾4断块一带；石炭—二叠系原油性质差异大，分布也零散。

在研究工作中选用烷烃／芳香烃及沥青质的百分含量两个指标，研究了原油物性和化学性质的关系；利用烷烃／芳香烃与相对密度的关系图和沥青质与含硫量的关系图，将潜山原油划分为三类（图1–6–18、表1–6–16）：Ⅰ类原油以高烷／芳比、低相对密度、低粘度、低含硫量和低沥青质为特点，主要分布于东北坡991油田奥陶系油层；Ⅲ类原油与Ⅰ类原油相反，低烷／芳比、高沥青、高相对密度、高粘度和高含硫为特征，以义古17井、义古14井寒武系油为代表；Ⅱ类原油的特点介于Ⅰ、Ⅲ类之间，以沾4高点、义古17和义古15的奥陶系为代表，由于它们处于断层封闭及盖层条件不良，又因接近地下水地质环境，遭受了氧化，致使它的性质和化学成分都向Ⅲ类原油变化。值得注意的是石炭—二叠系原油Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类都有分布。

对上述三类原油进一步选用正烷烃色谱、异戊间二烯姥鲛烷／植物比值、碳同位素、卟啉化合物等地球化学参数进行研究，结果表明：

表1–6–16 义和庄古潜山古生代下含油组合原油分类表

原油类型	层 位	分布地区	相对密度	粘度(mPa·s)	含硫(%)	烷／芳	沥青质(%)
Ⅰ	石炭—二叠系 奥陶系	东北坡 二排山	<0.90	>100	>1.5	>2	<10
Ⅱ	石炭—二叠系 奥陶系	沾4高点 大王庄鼻断	0.90~1.0	100~1000	1.5~0	1–2	10~15
Ⅲ	石炭—二叠系 寒武系	沾4、 沾3高点	0.95 >1.0	>1000	>0	<1	>15

1）义和庄潜山古生代下含油组原油的正构烷烃的特征比较复杂，有低碳数单峰型、高碳数单峰型、双峰型及异构型四类。上述三类原油中的每一类都可出现几种类型（表1–6–17）。

表1–6–17 义和庄潜山原油正烷烃色谱峰特征对比表

原油类型	C_{13}—C_{17}单峰型	C_{23}单峰型	双峰型	异构型
Ⅰ	有	有	有(主要)	无
Ⅱ	有	有(主要)	无	有
Ⅲ	有	有	无	有(主要)

2）潜山原油姥／植比值范围为0.3~1.50。Ⅰ类原油一般姥／植比值均大于1，而Ⅱ、Ⅲ类原油则小于1，Ⅲ类原油似乎更低些。原油中姥／植比不同，反映了生油母质和沉积环境的差别，表明各类原油来自不同油源（图1–6–19）。

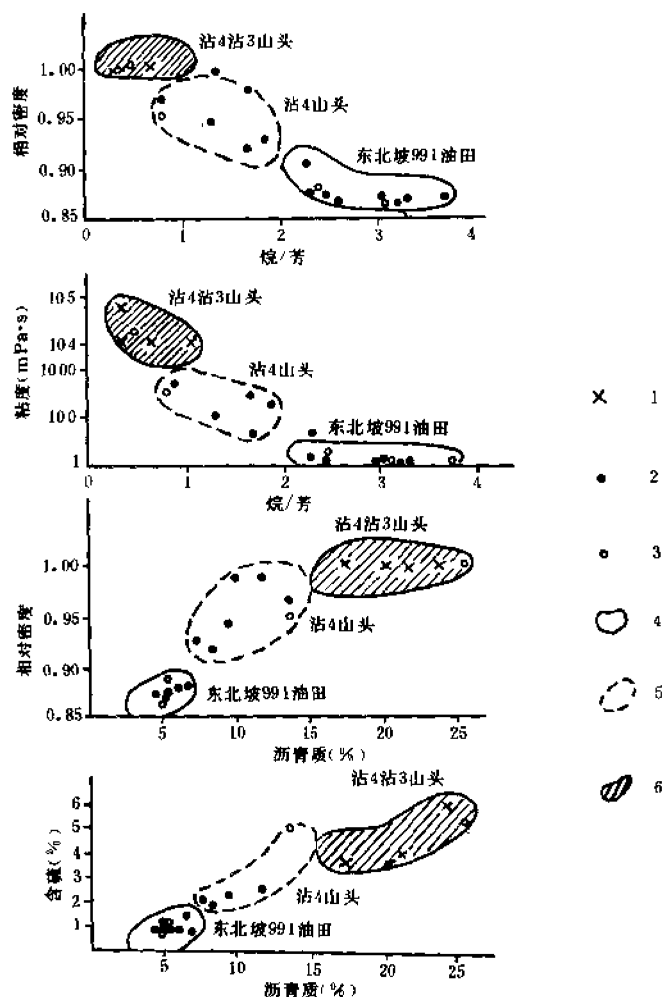


图 1-6-18 义和庄潜山古生代下含油组合原油分类图

1—寒武系原油；2—奥陶系原油；3—石炭—二叠系原油；4—Ⅰ类油；5—Ⅱ类油；6—Ⅲ类油

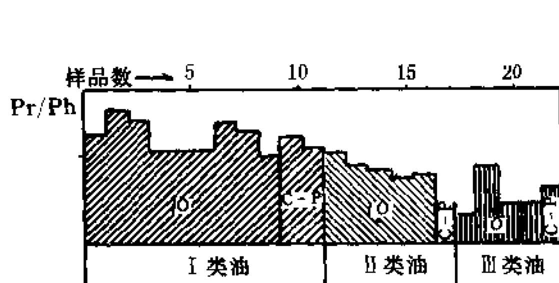


图 1-6-19 义和庄潜山古生代下含油组合原油中姥／植的分布

3）潜山原油碳同位素分布特征是：Ⅰ类原油的 $\delta^{13}C$ 值均大于 −27.5‰，富集 ^{13}C，Ⅱ、Ⅲ类原油 $\delta^{13}C$ 值趋低，但寒武系有些原油 $\delta^{13}C < -27.5‰$，石炭—二叠系有些原油 $\delta^{13}C > -27.5‰$。

4）原油中卟啉化合物可分为高低二类，Ⅰ类原油具有低卟啉含量，其值小于 10～15ppm，Ⅱ类原油卟淋含量一般大于 15ppm，Ⅲ类原油卟淋含量更高（图 1-6-20）。

（三）油—岩对比

油—岩对比分析表明，义和庄潜山南北二侧的洼陷均为有利的供油单元，北部车镇凹陷、南部沾化凹陷均为发育第三系的沉积凹陷，均具有良好的生油条件。各项指标说明沙三段最好，沙一、沙四段次之，其余较差。生油岩共同的特点是：有丰富的有机质，还原条件较好，有机质向烃类转化程度高，均为潜山带提供了丰富的油气来源。利用特征的地球化学指标及原油孢粉分析结果进行油—岩对比，发现潜山带上的原油与凹陷中沙河街组生油层和原油之间确实存在着亲缘关系（图 1–6–21、表 1–6–18、表 1–6–19）。

1）义和庄油田奥陶系原油（义古 64 井—义古 41 井）为低相对密度、低粘度、低含硫的性质较好的Ⅰ类原油，它具有平缓的正烷烃分布曲线，姥／植　平均为 1.21，$\delta^{13}C$ 平均为−25.1‰，都接近于东邻河口凹陷沙三段生油岩及原油指标，特别是该原油出现了沙三段孢粉和藻类化石，证实它来自东邻河口凹陷沙三段生油岩。

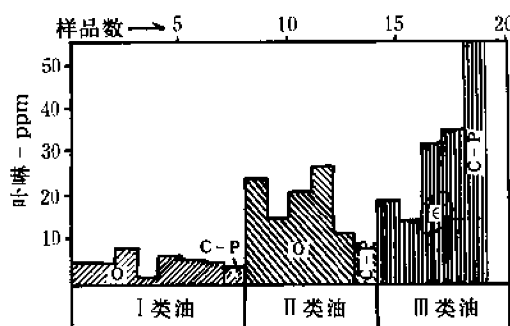


图 1–6–20　义和庄潜山原油中卟啉含量

2）沾 4 高点义古 17 等井奥陶系原油，划为Ⅱ类原油，它具有尖峰形正烷烃分布曲线，姥／植　平均为 0.86，$\delta^{13}C$ 平均为−25.7‰，其东邻为沙一段的孢粉藻类化石组合，可以比较有根据地推测沙一段为其油源。

3）沾 4 高点及沾 3 高点义古 17、义古 14 井寒武系的高相对密度、高粘度、高含硫的Ⅲ类原油的烷烃低，烷／芳比值<1，正烷烃分布范围窄，出现以异构为主，而且氧、硫元素增高，说明它们具有残余油或是氧化油的性质。这种情况难以辨认油源，但它的姥／植比及 $\delta^{13}C$ 等指标接近沙一段，又在义古 14 井中发现了数量丰富的沙一段孢粉及藻类化石组合，依此可以说明沙一段为其油源。

4）石炭—二叠系原油在上述三种类型原油中均有分布，表明它们具有多种油源。潜山东北坡上义古 27—1，义古 21—1 及义古 30 井原油各项指标接近于 991 油田的原油；沙三段生油岩为其油源。大王庄断鼻构造上义古 38 井二叠系原油，其主峰碳为 C_{22}，CPI 值小于 1，姥／植比小于 1，与大王庄地区的沙四段原油和河口沙四段的原油特征一致，说明油源主要来自沙四段生油岩。

由此可见，潜山的油来自周围的沙河街组生油层，新生古储是主要的成油特点。

（四）油气运移通道分析

确定了油缘关系后，对其油气运移的通道不难作出解释。前已述及，义和庄潜山带南北均以断层与洼陷接触。义南大断层经历了长期的发育过程，在其东段下降盘形成了沾化凹陷的重要生油中心之一——四扣洼陷。粗略计算馆陶组沉积后，潜山带下古生界与洼陷沙河街组接触厚度可达 300～1000 米，沾 27 井以东接触面积达 14 平方公里左右。位于大王庄鼻状构造端部的大一断层也是一条大断层，沙河街组底界落差达 600～1000 米，它的北面形成了车镇凹陷的重要生油中心之一——套尔河洼陷。潜山带上奥陶系石灰岩与洼陷的沙河街组生油层接触厚度约 200 米。潜山带和生油中心在空间上的这种有机配合及接触关系，为油气

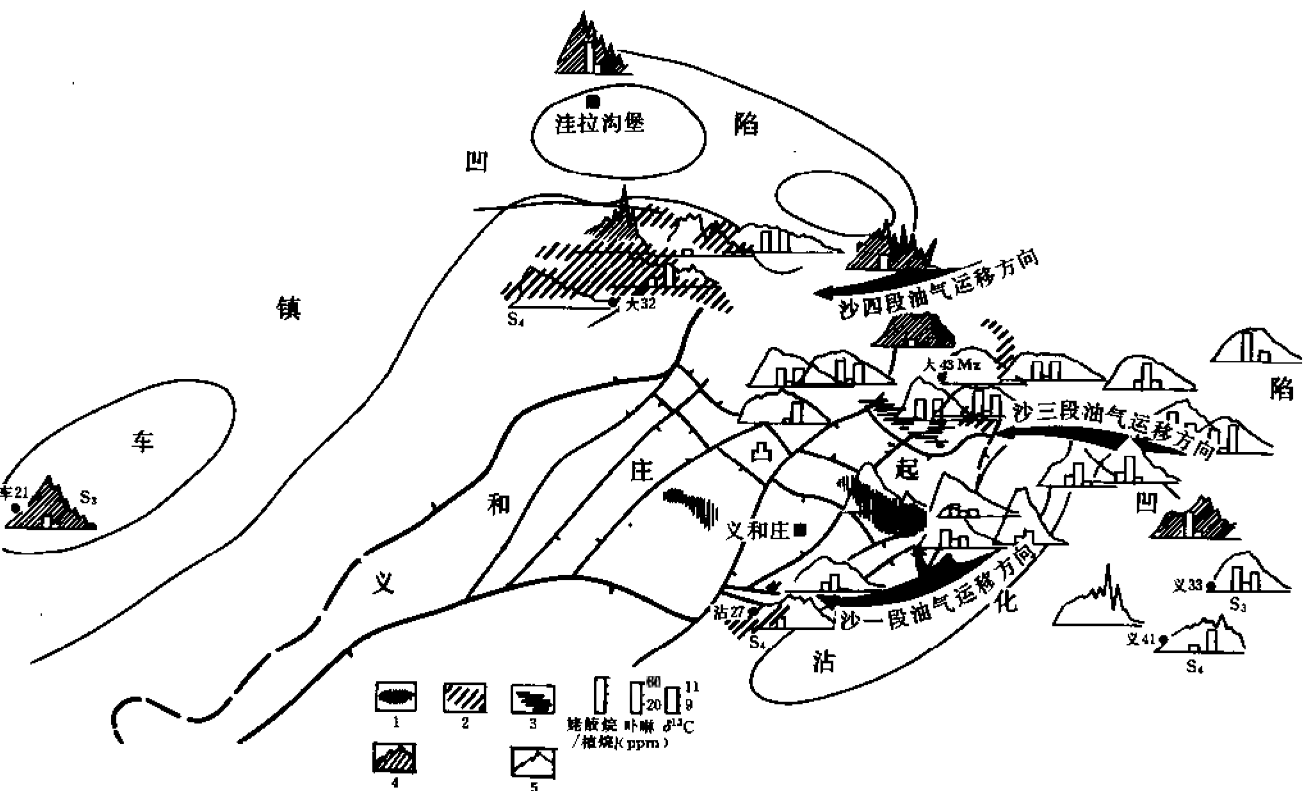


图 1—6—21　义和庄潜山油源分析图

1—东营—馆陶组含油范围；2—沙河街组含油范围；3—下古生界含油范围；4—Es_4 生油岩具偶奇优势；5—Es_{3-4} 生油岩具奇偶优势

表 1-6-18　义和庄地区原油和生油岩亲缘关系对比表

层位	指标	生油岩		河口、大王庄地区原油	义和庄潜山油藏		
		大王庄	河口		原油	代表井	类型
沙一段	CPI	1.77	1.19	1.14～1.29	1.11～1.23	奥陶系 义古 17 沾 11	Ⅱ
	$\sum C_{23}/\sum C_{24}$	2.87	1.44	1.13～1.67	1.67～2.19		
	主峰碳	C_{23}(较陡)	C_{23}(较陡)	C_{23}(较陡)	$C_{23}C_{17}$ 单峰(较陡)		
	烷／芳	5.04	3.04 (1.10～3.78)	2.71 (2.05～3.23)	1.61 (1.26～1.84)		
	姥／植	0.63	0.78	0.47 (0.39～0.64)	0.86 (0.83～0.89)		
	$\delta^{13}C$‰			−26.7 (−27.2～−26.3)	−25.7 (−26.4～−25.1)		
沙三段	CPI	2.22	1.31	1.16～1.28	1.11～1.31	奥陶系 991 义古 63、31 61、71、41 石炭二叠系义古 30 71−1	Ⅰ
	$\sum C_{23}/\sum C_{24}$	1.73	1.38	1.23～2.10	1.14～3.89		
	主峰碳	C_{23}(平缓)	C_{23}(平缓)	C_{23}(平缓)	C_{23}、C_{17} 双峰(平缓)		
	烷／芳	2.25	3.56 (2.83～4.38)	4.72	2.88 (2.30～3.72)		
	姥／植	1.73	1.50	1.35 (1.02～1.81)	1.21 (1.00～1.41)		
	$\delta^{13}C$‰			−25.1 (−25.9～−24.2)	−25.1 (−25.2～−24.9)		
沙四段	CPI	0.78	0.65～0.92	0.73～1.01	0.77～0.996	奥陶系 大古 11 12 石炭二叠系义古 38	Ⅱ
	$\sum C_{23}/\sum C_{24}$	0.99	0.60～1.24	0.79～1.71	1.72～2.09		
	主峰碳	C_{20}	C_{20} 或 C_{28}	C_{20} 或 C_{28}	C_{16}、C_{20}		
	烷／芳	1.73	1.30 (0.95～1.65)	1.67 (1.31～2.03)	(0.8～1.58)		
	姥／植	0.71		0.67 (0.26～1.22)	0.44～0.66		
	$\delta^{13}C$‰			−25.0 (−25.2～−24.4)	−24.8～−24.5		

表 1-6-19 原油孢粉分析结果表

井号	层位	取样井段(m)	化石种属	化石层位
991	O_2	2173.77～2184.08	副渤海藻、渤海藻	沙三
义古 12	O_2	1918～1940	渤海藻、副渤海藻	沙三
义古 14	€	1769.15～1916.83	长棒球藻、薄球藻属、粒面薄球藻	沙一
			透明光面球藻、相似光面球藻、粒面球藻	东营—沙一
			被子类较多、栎属略大于榆属、裸子类中松属含量高	沙一
义古 15	O_2	1370.94～1375.0	棒球藻属	沙一
			斯氏粒面球藻	东营—沙三 沙三为主
大 43	Mz	2542.4～2575.0	粒面球藻	东营—沙一
			长棒球藻、薄球藻属	沙一

穿过断层就近向潜山带运移提供了十分有利的条件，两条大断层成了油气运移的主要通道。以下两点表明了两条断层的通道作用：

1）目前发现的潜山油藏都分布在两条大断层附近。

潜山带北坡已发现的四个获得油流的潜山油藏中，991 和义古 67 潜山的东端都与义南大断层直接接触；大古 1 和大古 11 两个潜山也都位于大 1 断层附近；潜山带主体上也只在东端紧临义南大断层的沾 4 断块，发现了三个很小的奥陶系风化壳残丘油藏及下奥陶统和寒武系内幕油藏。在远离大断层的地方，还没有发现具有工业价值的潜山油藏。潜山油藏这种空间分布，首先表明了它们的形成与两条油源断层之间有着密切的联系。

2）991 潜山原油性质有规律的变化，进一步表明了油气运移方向及其油源与断层的关系。

图 1-6-22 绘制了从义古 64 井到义古 30 井东西向连井原油地球化学分析资料的剖面，由图中可以得到以下几点认识：

——从东到西原油的 $\delta^{13}C$ 值、姥／植比值以及烷烃色谱的双峰型特征等稳定地球化学指标变化不大，说明原油是同出一源。

从东向西，随着储集层埋藏深度的变化（2000～1800 米），原始油气比及饱和压力均逐渐降低。

——从东向西原油相对密度增大（0.8690～0.8795），粘度略增（10～16），300℃以前馏分减少，含硫增高，显示了在油气运移过程中原油物性有规律的变化。

——原油的化学组成亦有规律性变化，从东向西烷烃、总烃降低，非烃则相应增加。

总之，义和庄油田地球化学剖面各项指标，从东向西有规律的变化，可能说明油气沿断裂首先进入低部位的 991 高点，然后沿储集层向西运移，经义古 12 井到义古 41 井以西，被反向断层的上盘中生代及石炭—二叠系封闭，储集层之上又有孔店组作为盖层，因此，就形成了不同底水高度（2300 和 2150 米）的义和庄油田和渤南油田义古 12 井区。

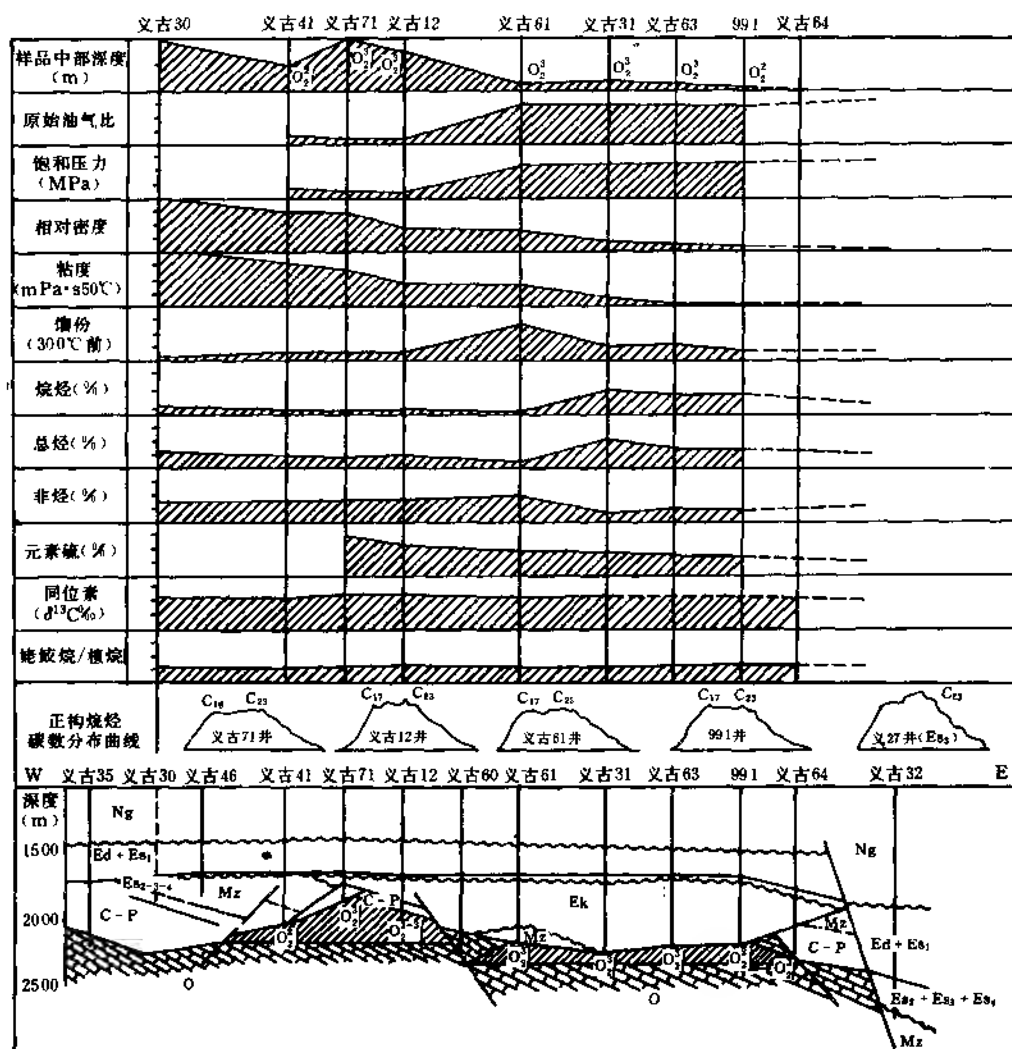


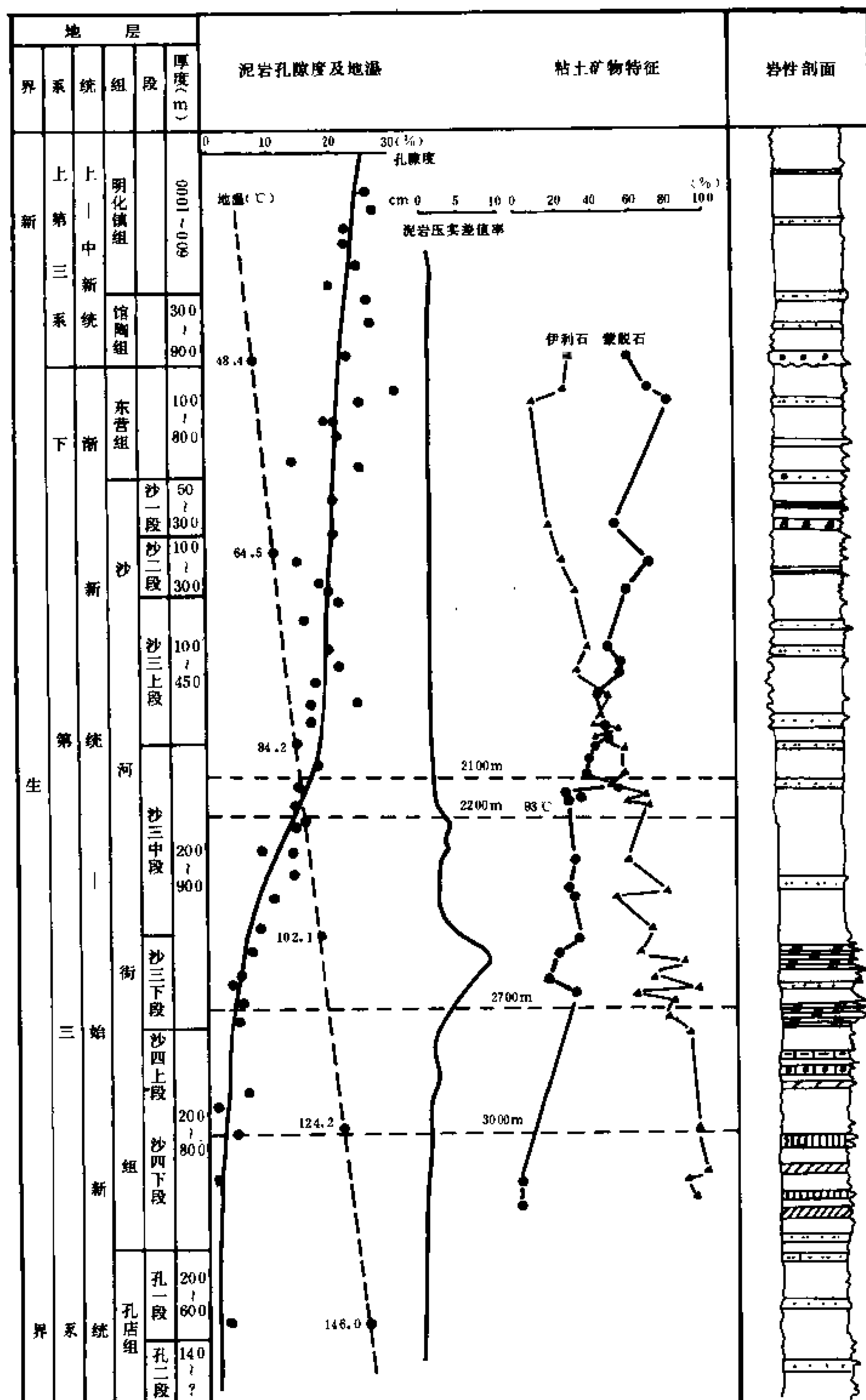
图 1-6-22　义和庄潜山 991 油田东西向地球化学剖面图

第四节　下第三系生油层

一、陆相块断湖盆石油形成的地质基础

第三纪以来，继承基底块断活动，形成众多的凸起和凹陷，在湖盆中呈现出"群山环湖"与"群湖环山"的古地理景观。

在此背景上发育的济阳坳陷，同我国几十个中新生代陆相含油气盆地一样，既有地貌盆地的一般特征（盆地四周由山脉和高地组成边界，内部相对低洼易于积水），又受基底块断活动和其它因素影响而保持不断下沉的构造盆地属性，从而在沉积和油气分布上表现出明显的空间与时间上的分隔性或相对独立性，是油气分布受次级凹陷限制约、自成体系且又各具



地层
界
系
统
组
段
厚度(m)
泥岩孔隙度及地温
粘土矿物特征
岩性剖面
0 10 20 30(%)
孔隙度
地温(℃)
cm 0 5 10
泥岩压实差值率
0 20 40 60 80 100 (%)
伊利石
蒙脱石
新生界
上第三系
上—中新统
明化镇组
600~1000
馆陶组
300~900
下第三系
渐新统
始新统
东营组
100~800
沙河街组
沙一段
50~300
沙二段
100~300
沙三上段
100~450
沙三中段
200~900
沙三下段
沙四上段
沙四下段
200~800
孔店组
孔一段
200~600
孔二段
140~?
48.4
64.5
84.2
102.1
124.2
146.0
2100m
2200m
93℃
2700m
3000m

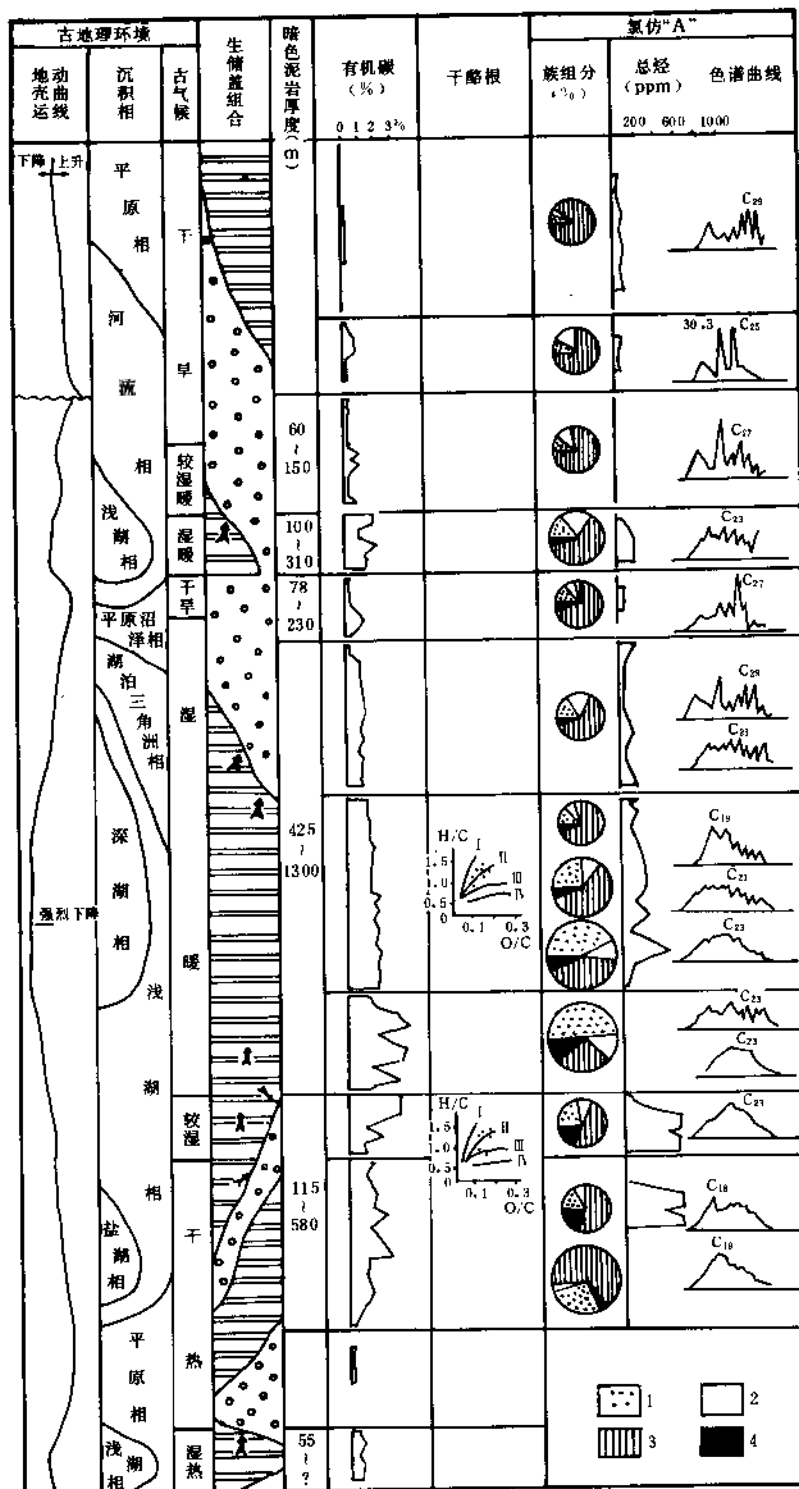


图 1-6-23 济阳坳陷地质—地球化学综合柱状剖面图

1—烷烃；2—芳烃；3—非烃；4—沥青质

特色的主要原因。

陆相盆地，特别是块断盆地的地质背景，直接影响盆地内沉积相带和相序的分布，当然也影响其有机质的演化以及石油的生成、运移和聚集。钻井和地震资料揭露：济阳坳陷下第三系始新统和渐新统总厚约 5000 多米。从图 1-6-23 中不难看出，始新世中期、晚始新世—早渐新世和晚渐新世，发育了三套含有机质的暗色泥岩，标志着盆地经历了三度湖泊扩展时期，也是主要生油期。如表 1-6-20 中所示，特别是晚始新—早渐新世（主要沉积了沙三段），盆地陷落加剧，湖水加深，盆地一度进入非补偿阶段，形成良好的还原环境，有利于有机质转化。因此，块断盆地每平方公里面积提供的生油岩厚度比大型淡水湖盆（松辽）要大得多，可提供更多的资源（表 1-6-21）。济阳坳陷主要生油岩沙三段的分布见图 1-6-24。

表 1-6-20 济阳坳陷地质参数表

地 层	Q	Nm	Ng	Ed	Es_1	Es_2	$Es_3^{上}$	$Es_3^{中}$	$Es_3^{下}$	$Es_4^{上}$
持续时间 (Ma)	200	500	1700	500	250	250	100	100	100	100
距今年龄 (Ma)	200	700	2500	3000	3250	3500	3600	3700	3800	3900
地层厚度 (m)	350	800	700	860	450	600	500	500	500	200
沉积速度 (mm／a)	0.17	0.16	0.04	0.16	0.18	0.24	0.5	0.5	0.5	0.2
古 水 深 (m)	0～5	0～15	0～10	15	20	5	30	80	50	20
年平均温度 (℃)	14	12	12	12	15	15	15	15	15	10

表 1-6-21 济阳坳陷沉积和资源参数

凹 陷	东 营	沾 化	车 镇	惠 民	松 辽
面 积 (km^2)	5700	2800	2100	6500	240000
暗色泥岩总厚度 (m)	2400	1420	1570	1840	1000
生油岩厚度指数 (m/km^2)	0.4	0.7	0.8	0.28	0.004

二、有机质的分布和沉积环境

据中国科学院兰州地质研究所对青海湖考察报告指出：水深 19～20 米以下的广大湖底和沉积均以黑色淤泥与粉砂淤泥为主，含有丰富的藻类和介形虫等微体生物残骸，有机碳含量 0.94%～2.29%。而其他沉积物中生物残骸保存稀少，有机质贫乏。我国油气勘探工作的大量实践业已说明：陆相生油主要是湖相生油。湖相生油岩已成为我国陆相生油研究的主体。

(一) 生物的分布及组合面貌

早第三纪济阳坳陷湖盆地处近海，气候温暖潮湿，陆源水系补给使湖水水体稳定，同时汇聚陆源有机物，提供了水生生物发育条件，因此在湖相沉积物中含有属种繁多的淡水生物及陆源植物残骸。但由于局部受海水影响，有时出现半咸水生物，甚至有少量高度变异的生物。

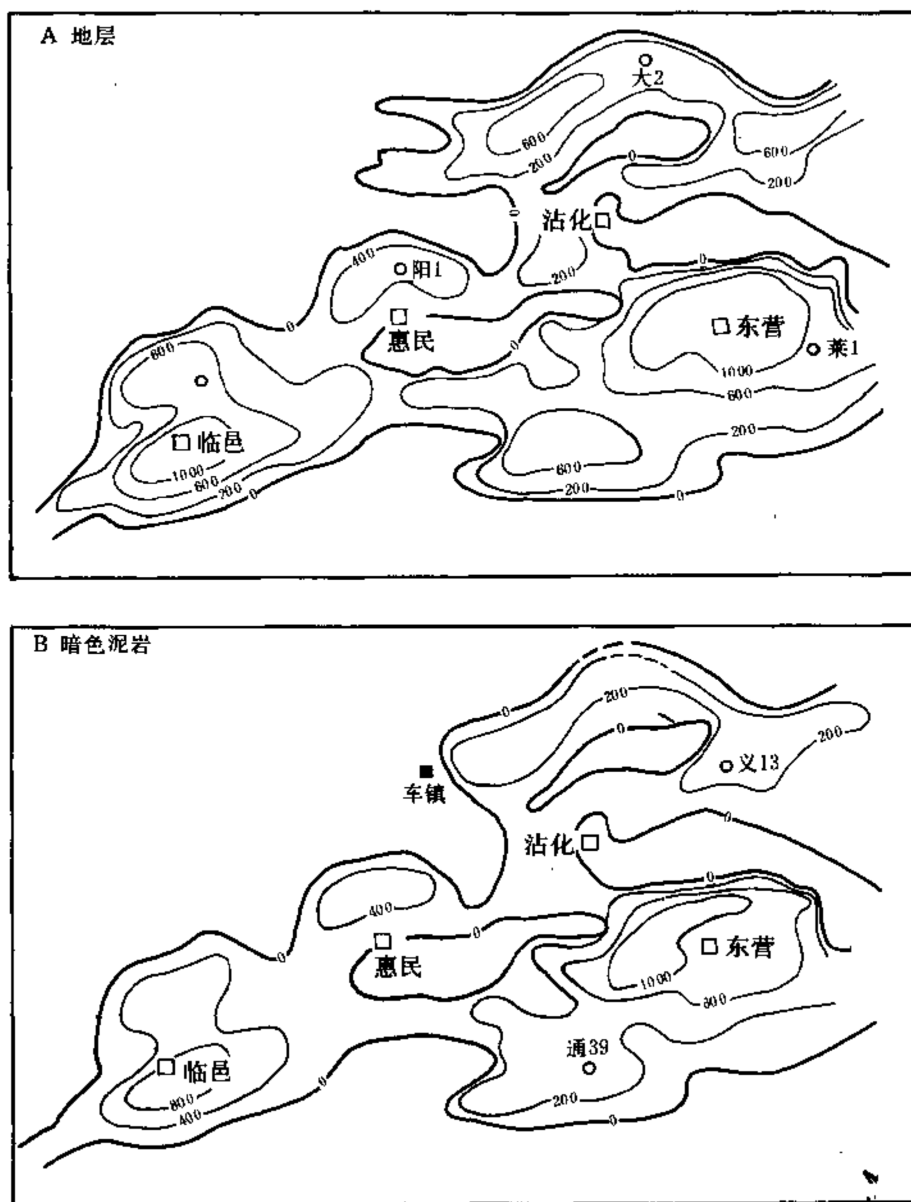


图 1-6-24　济阳坳陷沙三段生油岩厚度分布图

(A—沙三段下部；B—沙三段上部；单位：米)

济阳坳陷第三系微体古生物可分为三类：一类是以介形虫为主的水生生物，包括介形虫类、腹足类、瓣鳃类及鱼类等，大部分生活在淡水—半咸水环境；二类是低等水生生物藻类，主要为沟鞭藻类和疑源藻，沙三段的渤海藻科很发育，为半咸水沉积环境；三类是陆生植物，分为蕨类、裸子类及被子类。由于各凹陷水系沟通，生物面貌基本相似。在一个单元湖盆内，其平面分布有一定规律。如东营凹陷沙三段，展现出陆源植物残骸、孢子花粉、轮藻和腹足类等在水盆边缘比较发育；盆地中部水生生物明显增多，甲藻类的渤海藻属常成为

主要的生物分子。它们在湖盆水体空间的这种展布主要受湖盆结构控制，据生态而依存，形成块断湖盆各种生态平衡体系，并作为油气形成的物质基础。

（二）古生态和古水深剖析

研究微体古生物的古生态，可以充实我们对古湖体的认识。

前已述及，晚始新世—早渐新世（沙四上—沙三段）时，济阳坳陷是个水体较大的湖盆。很多介形虫的生态演化反映了湖盆水体的变迁，例如玻璃介就是其中一种。现代玻璃介广泛分布于各种大小湖泊、河流、池塘、溪流及间歇性的水域中，多生活在亚热带地区的浅水处，对水介质适应性强，但壳形可以随水深而变异。据现有的渤海湾的资料，始新世晚期至渐新世有介形虫77种，坡型的（伸长类型）适于浅水，梯型的主要见于大湖深部。根据济阳坳陷165个剖面（其中96个剖面含介形类），沙四上底部玻璃介常呈定向分布，反映了当时其生活水域的水体定向缓慢流动，湖水较浅。而在沙三段底部，除发现玻璃介由坡型的变为梯型的外，还可看到呈鼓包玻璃介，它的壳中偏后部，强凸呈鼓包，反映了用增大壳体表面积和扩大壳瓣同内套膜之间的体积增强呼吸，以适应湖水水体加深而缺氧的环境。再如沙四上纯化金星介，其前背角具一对发育的大眼，说明水体清澈，一般水深在20米以内。无眼的介形类分子在现代水域150米以下仍可发现。在沙三段下部，介形类相对减少，但可见有保持原样、互相重叠的成片鱼鳞化石及鱼头部相连的鳃盖骨，说明是平静深水环境的沉积。

轮藻是一种水生植物，既要接受充足阳光营光合作用，又要扎根于泥土吸取营养，故通常只分布在水深1～3米的区域内。济阳坳陷沙四段红色地层中普遍发现轮藻，而沙三段下部仅在东营凹陷永安镇及莱州湾发现，说明该区是浅水或沿岸河口地带。沙三段中部的灰色泥岩中始终未见轮藻，而在东营—辛镇一带则于沙三段上部有所发现。沙二下轮藻只生活在东营湖盆北部，推测水体中心向南转移。沙二段上部全区都有轮藻，水体变浅，从而该层也有作为标准层的对比意义。沙一段又很少见轮藻，这和湖水再扩大加深是一致的。东营组是轮藻的繁盛时期，也正是湖体逐渐收缩、局部干涸的时期。

其他如腹足类营底栖爬行，主要生活在沿岸；渤海藻类显然在水体较深的开阔水域中繁殖；而德弗兰藻更喜欢相对闭塞的较浅水环境等等，都可用于综合分析水体环境。

综合各种古生态资料，分析济阳坳陷各凹陷古水深的变迁，具体可见表1–6–22。

（三）区域古气候的变迁

利用孢粉资料可以推测古气候变迁史，同时也是确定古地温的参照资料。依据山东地区早第三纪植物和气候演化情况，可以进一步认识块断湖盆的变迁历史。

晚始新世沙四段沉积中期以来，较高的麻黄含量和地层中广见的石膏盐岩、碳酸盐岩类相对应，证明气候干热。随着时间推移、水域扩大，干热渐被湿热所代替，气候暖热、潮湿组分增加，水生生物开始繁盛。这都标志着闭塞的盆地已被打开，可能有水道开始向湖内泄水、盐湖被淡化。渐新世以来，大量常绿植物覆盖大地，降雨充足，极似我国现在的江南气候。那时，河流源源不断补给，湖盆水体淡化，形成淡—半咸水开阔水域，是本区生油岩系沉积及有机质富集的最主要时期。沙二段沉积中期，气候由湿变干，湖体开始收缩，大部地区水退成陆，湖盆古地形面貌也随之变化。河流的冲积、洪积物及沼泽几乎覆盖全区，水生生物减少，常绿植物开始被干旱的植物或荒漠所取代。沙二段沉积末期，又进入一个新的旋回。湖盆随气候变化再次接受暗色有机质沉积。

值得提出的是，第三系植物温暖组分增大、潮湿组分减退，该区处于水上状态时，位于

表 1-6-22 济阳坳陷古湖盆水深的变迁表

地　层	距今年代(Ma)	古　水　深　(m)				推测年平均古气温(℃)
		东　营	沾　化	车　镇	惠　民	
Q	2	5	5	5	5	
Nm	6	15	15	15	15	12
Ng	14	10	10	10	10	12
Ed	30	15	30	30	15	12
Es_1	30.5	20	40	40	15	15
Es_2	35	5	5	5	5	15
$Es_3^{上}$	36	30	30	30	25	15
$Es_3^{中}$	37	80	80	80	60	15
$Es_3^{下}$	38	50	50	50	40	15
Es_4	40	20	30	30	20	16

济阳坳陷之南的山东临朐山旺地区的中新统，可能是渤海湾地区唯一的古湖沉积。该区在浅灰色硅藻土层中找到十多个门类、近二百种古生物化石。待上新世大规模玄武岩喷发、山旺湖被熔岩覆没以后，古湖群就从渤海湾沿岸消失了。山旺地区的沉积对确定本区的上第三系沉积间断有直接意义，同时对研究济阳坳陷块断湖盆区域古气候场以及古地温场的变迁提供了旁证资料。

（四）湖盆有机质丰度和相带

古湖盆的水体和气候条件提供了生物繁茂的基础。而大量油气的形成还要求具备有机质保存和转化的必要环境条件。通常用残余有机碳衡量沉积物中有机质的丰度。图 1-6-25 反映出沙三段的有机碳含量分布。各凹陷的有机碳含量数据见表 1-6-23、1-6-24、1-6-25。如果以有机碳含量 0.4%为界限区分生油和非生油岩，则各层段的暗色泥岩均具有生油的物质基础，但仍以沙三段为最好。沙三段总有机碳含量为 1565 亿吨，折合有机物为 1878 亿吨（表 1-6-25）。

表 1-6-23 济阳坳陷有机碳百分含量表

凹　陷	东营组	沙一段	沙二段	沙三段	沙四段
东　营	0.26	1.30	1.10	1.66	1.70
沾　化	1.21	2.20		2.17	1.5(?)
车　镇	1.40	2.20	0.70	1.97	1.14
惠　民	0.64	1.10	1.00	1.40	0.70

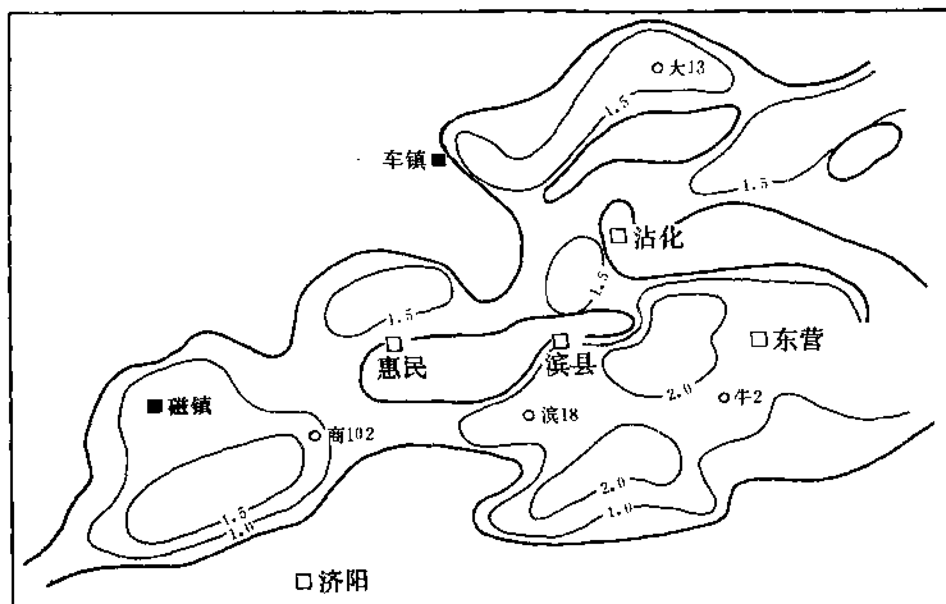


图 1-6-25　济阳坳陷下第三系沙三段有机碳分布图
(图中数字为%)

表 1-6-24　济阳坳陷下第三系有机碳总量数据表

凹　陷	凹陷面积 (km^2)	沉积岩体积 (km^3)	暗色泥岩体积 (km^3)	有机碳总量 (10^8t)
东　营	5700	7396	3904	1319
沾　化	2800	2141	996	344
车　镇	2100	1882	1081	398
惠　民	6500	4334	2432	672
合　计	16400	15753	8412	2733

表 1-6-25　济阳坳陷沙三段有机碳数据表

凹　陷	暗色泥岩最大厚度 (m)	暗色泥岩体　积 (km^3)	沉积岩体积 (km^3)	有机碳含量 (%)	单位体积有机碳　含　量 ($10^8t/km^3$)	有机碳总量 (10^8t)
东　营	1300	2145	3123	1.66	0.38	815
沾　化	430	294	646	2.17	0.50	117
车　镇	600	370	653	1.97	0.45	167
惠　民	1000	1331	1992	1.40	0.35	466
合　计		4080	6414			1565

从各凹陷各层位的有机碳含量和暗色泥岩展布分析，在各时期的深凹陷部位堆集了巨厚的暗色泥岩，而且有机质富集。这种情况说明块断盆地的沉积中心和沉降中心与盆地发育始终配合得当，形成了有机碳富集和油气转化的良好环境。

三、湖相有机质的地球化学特征

为避免因热演化而带来的变异，在研究沉积物中有机质的性质时，我们采用埋藏浅、未成熟的生油岩样品，一般取埋深小于 2000 米的暗色泥岩。

下面分别从氯仿抽提的类脂化合物、链烷烃、环烷烃、芳香烃、色素、蛋白质及干酪根等方面论述济阳近海块断湖盆沉积有机质的特征。

（一）氯仿抽提的类脂化合物

氯仿抽提物代表暗色泥岩中分散沥青的含量，其分布大体上和湖盆有机质的丰度变化是一致的。它反映了湖盆生物体所提供的可溶性烃类数量。图 1-6-26 表明，各凹陷沙三段的氯仿沥青"A"含量为 0.1%～0.4%，湖盆中心在 0.4%以上。氯仿抽提物性质常用其族组成说明。不同类型的沉积其有机质族组成是不同的。从表 1-6-26 可以看出，水生生物沉积有机质富含非烃，在 50%以上。而陆生泥炭土富含沥青质达 64.9%。东营凹陷内埋深小于 2000 米的泥岩，从各个组成总体比较，相近于淡水湖淤泥。非烃含量高可能是湖相有机质的特征之一。各凹陷氯仿抽提物特征比较一致，图 1-6-27 的频率分布指出，大部分样品中非烃占 70%～90%，饱和烃集中于 5%～15%，高于芳香烃，饱／芳比值＞2。沥青质在 5%以内。这种特征和国内其他几个陆相生油盆地比较，更接近于河流、沼泽相的有机质（陕甘宁），而与大型淡水湖盆（松辽）的生油岩相差较大。

表 1-6-26　现代沉积及埋深小于 2000 米的泥岩抽提物性质

样品类型	样品数	饱和烃 (%)	非　烃 (%)	沥青质 (%)	饱／芳	$\sum C_{21}^{-}$①	C_{22}	$\sum C_{23}^{+}$②	CPI	$\frac{\sum C_{21}}{\sum C_{23}^{+}}$
海底淤泥	5	8.5	61.3	0～2.8	0.31	5.7	30.7	63.2	1.53	0.10
泻湖淤泥	3	15.6	56.0	4.0	0.66	14.1	32.1	53.8	1.61	0.31
淡水湖淤泥	4	11.6	72.8	9.3	3.04	18.6	8.0	73.5	2.00	0.27
陆生泥炭土	9	2.2	29.0	64.9	0.73	21.5	3.5	75.0	3.30	0.39
＜2000m 泥岩	15	12.1	75.3	3.9	1.98	34.5	10.7	54.4	2.59	0.63

① $\sum C_{21}^{-}$是色谱 C_{21} 以前碳数百分含量总和；

② $\sum C_{23}^{+}$是色谱 C_{23} 以后碳数百分含量总和。

但是，济阳坳陷块断古湖盆处于近海，据稳定碳同位素分析，其 $\delta^{13}C$ 值可以说明有机质来源受陆生、海生双重影响。从图 1-6-28 可以看出，取自东营凹陷的地面高等植物和东北、广东植被地区的泥炭土及现代湖沼沉积，其 $\delta^{13}C$ 值偏低，为−25%～−30%；而海生生物和海底淤泥的 $\delta^{13}C$ 值偏高，为−15%～−25%。济阳坳陷暗色泥岩抽提物的 $\delta^{13}C$ 值恰在二者之间，为−22%～−27%，反映出近海块断盆地的有机质特征。

（二）链烷烃

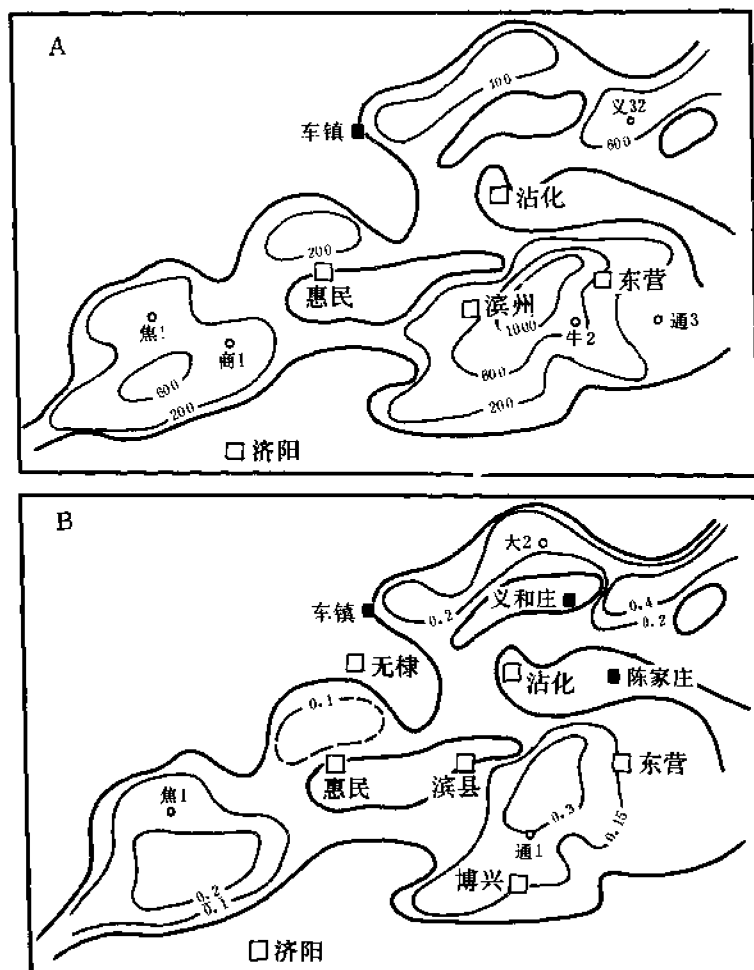


图 1-6-26 济阳坳陷沙三段总烃（A）和氯仿“A”（B）分布图

（A 图数量单位为 ppm；B 图为%）

济阳坳陷的未成熟生油岩所含正构烷烃碳数分布，一般为 C_{15}—C_{33}，奇偶优势（CPI）值可达 2 以上。沾化凹陷沙三段成熟生油岩的色谱曲线分布为驼峰形，沙一段为尖峰形，而沙四段为双峰形。但东营凹陷沙三段未成熟生油岩的色谱曲线分布，突出的是常见怪峰 C_{22}，含量可达 10%以上。经 MAT311 色质仪鉴定，证实为 C_{22} 正构烷烃（分子离子峰 310）。这种怪峰在湖底淤泥抽提物中是见不到的。典型的淡水湖相沉积——微山湖淤泥，发育了丰富的水草苇根，并伴有底栖的土星介、田螺、沼螺、拟黑螺以及少量的藻类生物，其有机质组成显示出高非烃、高饱和烃、高饱／芳比及 CPI 值较大的特点（表 1-6-26）。但据其烷烃色谱可以见到低等水生生物（显示了 C_{15}—C_{19} 一组峰群）和高等陆源植物（C_{23}—C_{29} 的高峰群）两种母源的遗迹。根据这个启发，我们广泛对比了各类现代沉积物的烷烃色谱，认为济阳坳陷古湖盆沙三段沉积物中的怪峰 C_{22} 是海洋中某些生物体的影响所致（图 1-6-29）。

济阳坳陷未成熟生油岩所含的异构烷烃也比较丰富，主要是类异戊间二烯烃系列。根据

色谱—质谱检测，包括较完整的短链类异戊间二烯系列，特别是随着热力作用增强，植烷的第16、15、13、12碳链断裂，形成的姥鲛烷、降姥鲛烷、异十六烷、法呢烷等更加清楚。同时也完全有可能存在长链类异戊间二烯烃。图1-6-30展现了济阳坳陷、松辽盆地、陕甘宁盆地三种类型沉积有机质与现代沉积的Pr／Ph的对比。济阳坳陷下第三系生油岩样品的Pr／Ph值大都小于1，Pr／Ph=2.63的一块是惠民凹陷禹参1井沙三段未成熟生油岩，其干酪根镜鉴为Ⅲ型。生油岩有机质的母质类型主要为Ⅰ型干酪根的松辽盆地白垩系青一、二、三段及嫩一段未成熟生油岩，其Pr／Ph也都小于1。但有机质母质类型绝大部分是Ⅲ型干酪根的陕甘宁盆地侏罗系延安组煤系地层的泥岩，其Pr／Ph值大部分都大于1。对照海洋、湖泊、陆生植物的Pr／Ph值，认为具有混合型干酪根的济阳坳陷沉积的有机质，其主要的母源物质可能是藻类及某些陆源植物。

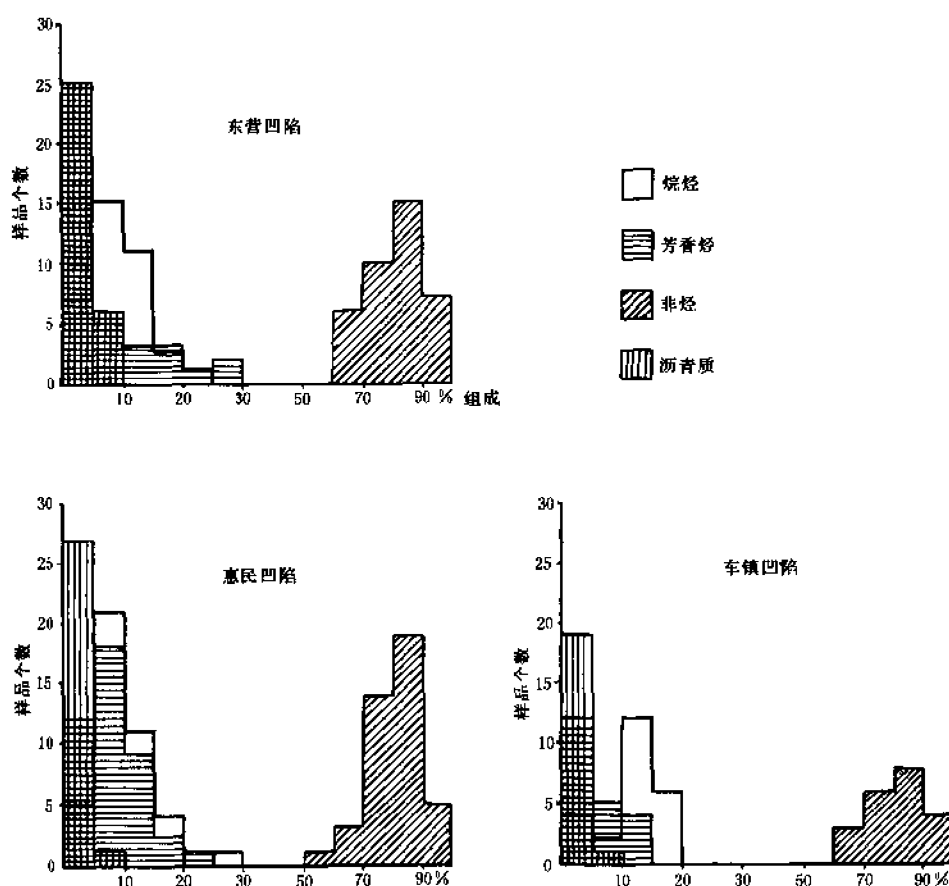


图1-6-27　济阳坳陷埋深小于2000米的下第三系泥岩的氯仿抽提物组成频数图

（三）环烷烃

环烷烃一般仅占饱和烃的1%以下，主要包括作为“生物标记物”的甾烷、萜烷系列，其结构如图1-6-31。由于含量微少，只能用色谱一质谱检测，可分别根据m／e217及m／e191对甾烷及萜烷系列定性、定量。

在济阳坳陷下第三系生油岩样品中，已鉴定出甾烷40个。除两个未知甾烷外，包含妊甾烷3个、正常甾烷13个、重排甾烷8个、四甲基甾烷11个、四甲基重排甾烷3个。以正常甾烷为主，一般含50%～70%，其中又以5α，14α，17α（20R）的C_{27}胆甾烷、C_{28}麦角甾烷、C_{29}谷甾烷为多，约占40%左右。还鉴定出萜烷33个，包括三环及四环双萜7个、五环三萜25个；后者有完整的C_{27}—C_{35}系列，其中以17α、21βC_{30}藿烷含量为主。

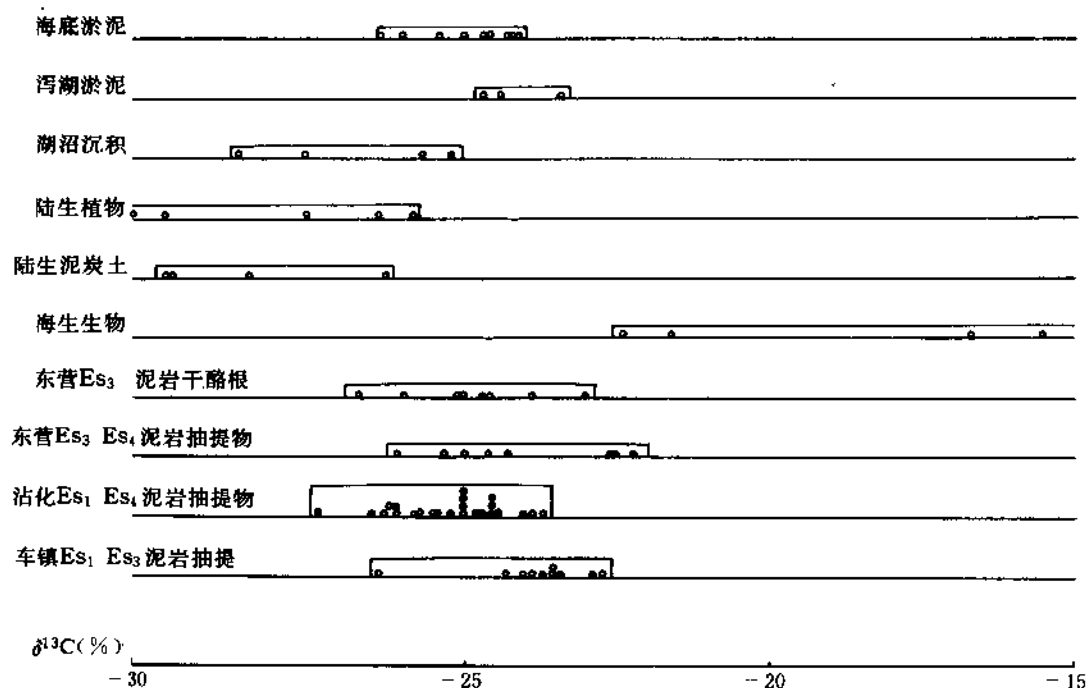


图1-6-28　济阳坳陷生油岩氯仿抽提物、现代沉积及生物的碳同位素比较图

甾烷、藿烷系列作为生物标志物的指标很多，但能标记生油岩有机质母源性质的只有甾烷5α、14α、17α（20R）C_{27}、C_{28}、C_{29}，三者的相对百分含量在模拟的热演化过程中比较稳定，从而证实它们在有机质热降解成油、运移、聚集过程中可以作为指明母源性质的标志。图1-6-32呈现了三种干酪根类型热模拟样品点，各种类型都比较集中，说明在模拟的烃类生成过程中它们具有良好的热稳定性。我们以计算标准离差的方法衡量样品，其公式为:

$$S_T=\sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{j=1}^{N}\sum_{i=1}^{3}(X_{ij}-\overline{X}_i)^2}$$

$$\overline{X}_i=\frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N}X_{ij}$$

式中S_T为标准离差，$\overline{X}_i$为5α，14α，17α（20R）C_{27}、C_{28}、C_{29}三组数据的均值、N是热模拟点数、j为热模拟点号。计算结果见表1-6-27。

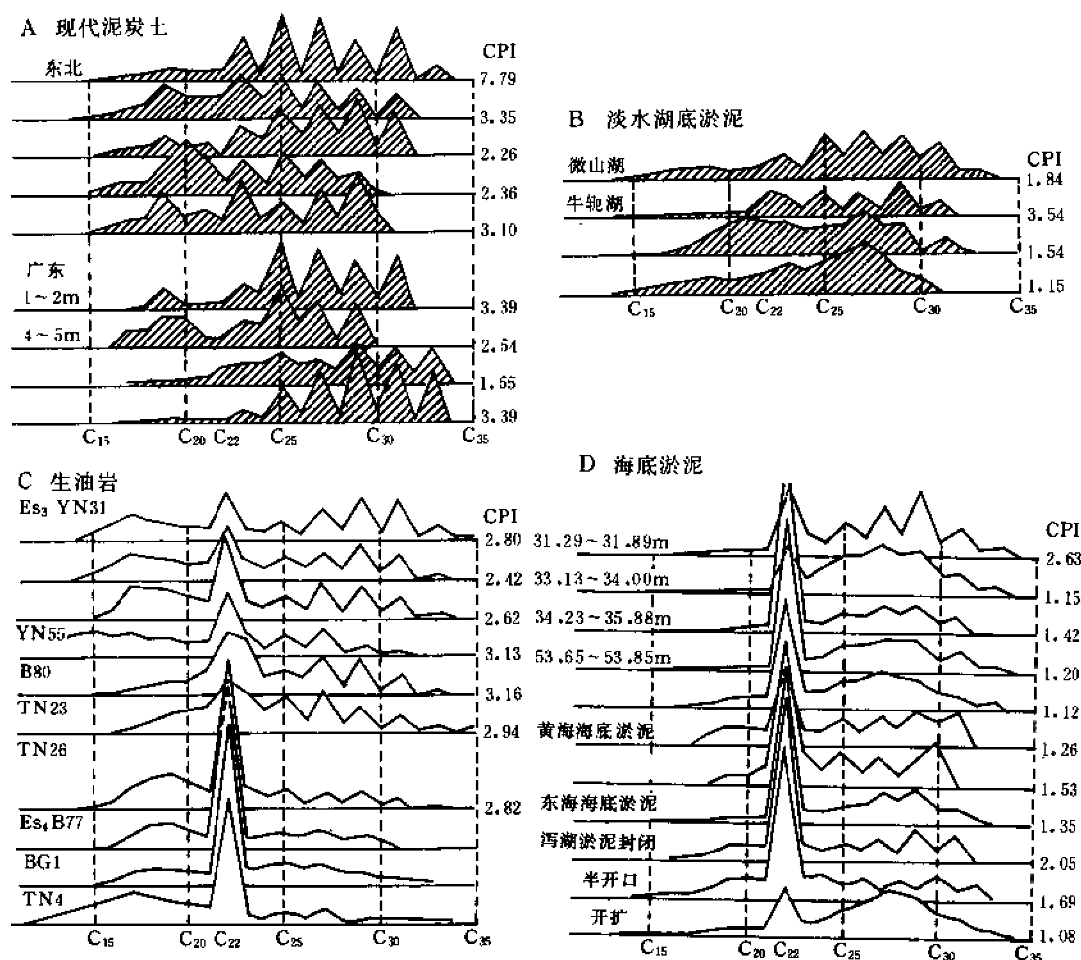


图 1—6—29 生油岩与现代沉积物饱和烃色谱对比图

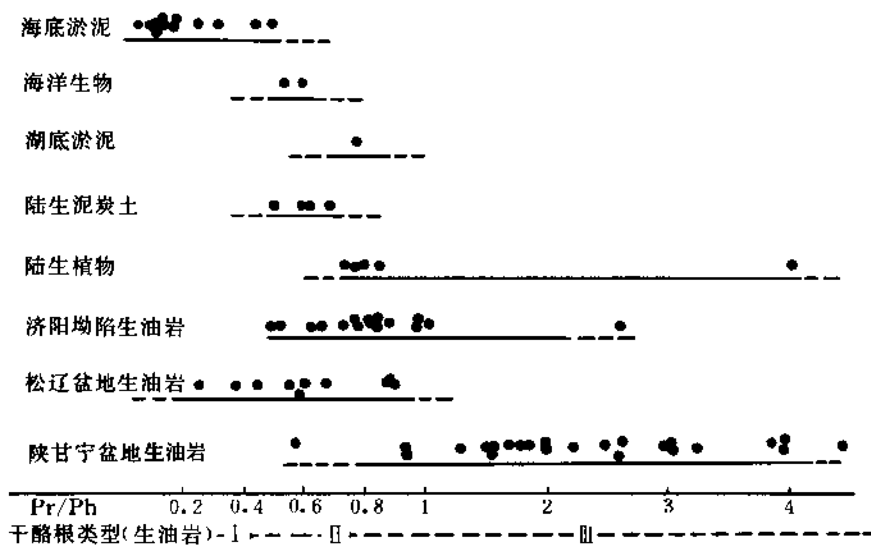


图 1—6—30 生油岩姥鲛烷与植烷比值判别有机质性质图

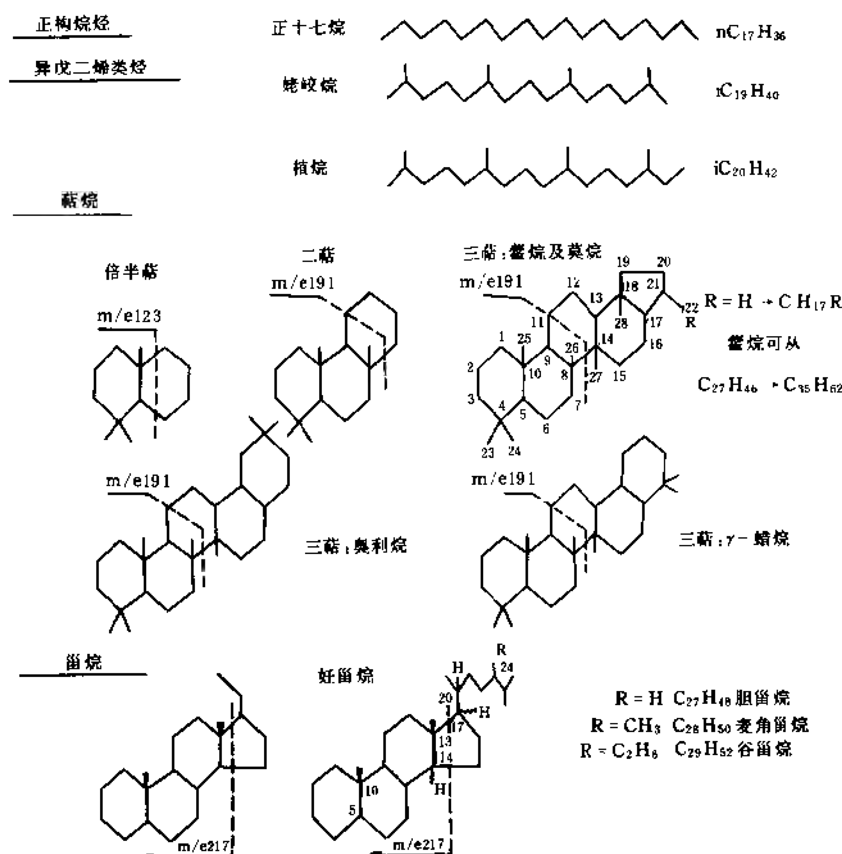


图 1-6-31　济阳坳陷生油岩生物标志物主要结构图

表 1-6-27　5α、14α、17α(20R)C_{27}、C_{28}、C_{29} 甾烷表

生油岩类型	$\overline{X_i}$			5α(20R)甾烷特征	S_T
	C_{27}	C_{28}	C_{29}		
Ⅰ	23.72	55.67	20.61	$C_{28}>C_{27}>C_{29}$	4.76
$Ⅱ_1$	36.43	34.19	25.75	$C_{27}>C_{28}>C_{29}$	4.43
$Ⅱ_2$	41.46	26.07	32.44	$C_{27}>C_{29}>C_{28}$	3.57
Ⅲ	18.69	22.16	59.15	$C_{29}>C_{28}>C_{27}$	5.48

从表上可以看出各类型有机质的 5α（20R）甾烷特征，在进行油源对比时，计算标准离差一般小于 5，判断的准确性较高。济阳坳陷大部分生油岩均属混合型（Ⅱ类）母质类型区，少部分在Ⅲ类区。再次证实了该坳陷生油岩的母质类型是以混合型为主。

从环烷烃中的萜烷系列分析，是含有某些较为典型的陆源分子。如图 1-6-33 所列出的奥利烷、γ—蜡烷和二萜烷等均是陆相生油岩的标记化合物。

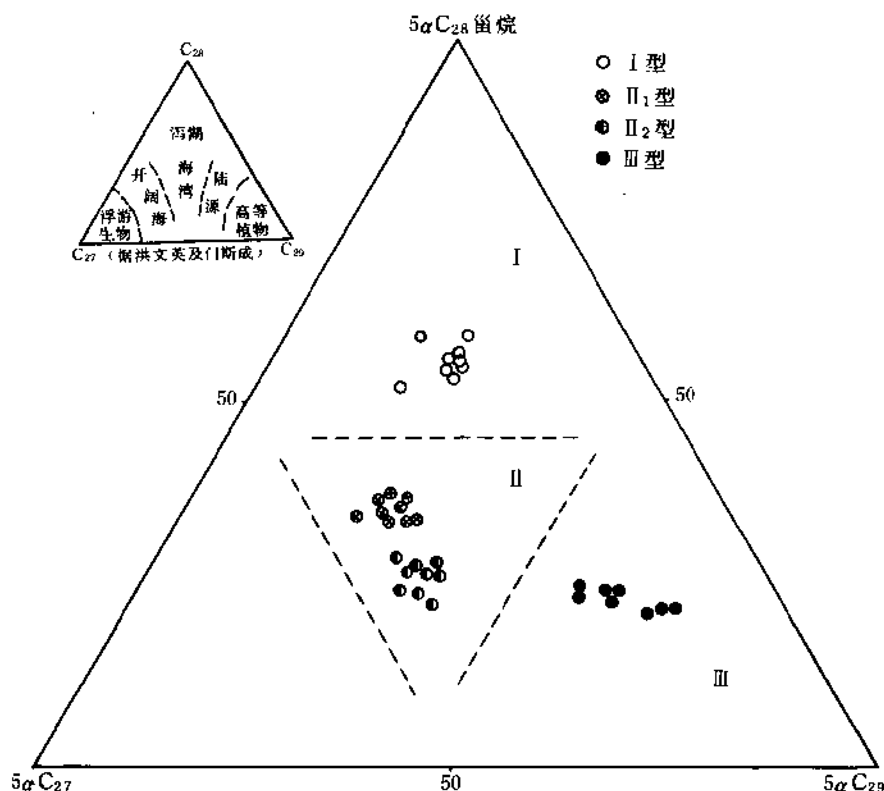


图 1–6–32　济阳坳陷不同类型生油岩热模拟样品的甾烷三角图

（四）色素类化合物和多环芳烃芘

用苯醇溶剂抽提未成熟生油岩，在苯馏分和丙酮馏分中，用可见紫外分光光度计和荧光光度计鉴定出卟啉、绿素和芘，其谱图如图 1–6–34。

陆相沉积物中含有类绿色色素（包括叶绿素、绿素、卟啉）等有机色素。类绿色色素都具有四吡咯结构，又称四吡咯色素。低等水生生物藻类大部分含叶绿素，在沉积过程中脱镁形成游离绿素，成岩作用又使其络合金属成为金属绿素，尔后由热力作用，其 2—乙烯基、9—酮基发生还原，7、8 两位脱氢而形成金属卟啉。

以往认为，卟啉含量和岩性关系密切，在劣煤和碳质页岩中几乎见不到卟啉；而灰、深灰色泥岩、油页岩中往往含量高。从东营古湖盆沙三段未成熟生油岩分析，其有机质性质与沉积相有密切关系（表 1–6–28、图 1–6–35）。从图中卟啉等值线凹向湖中部分含有绿素及芘看来，可能反映多环芳烃芘，因广泛存在于陆生植物富集的土壤、泥炭中，随河流入湖而保存于近岸边缘相带。

（五）氨基酸

氨基酸是构成生物体中蛋白质的基本单元。在有机质转化过程中，纯烃基的中性氨基酸可以提供低分子烃类，也可以与类脂、醣类化合物结合成腐殖酸，形成干酪根的一部分。但是，由于蛋白质在生物化学作用中被微生物大量消耗，又经沉积作用的种种变异，在沉积岩中保存很少。图 1–6–36 中，海生、陆生生物体中约有 10～30 万 ppm 氨基酸含量。但在 2

米深的泥炭土—腐殖泥中仅余存 2500ppm。即使有良好还原环境的微山湖淤泥，其氨基酸含量也不过 4400ppm。而保存于沉积岩中的氨基酸含量则更少，仅剩 30ppm 以下。虽是这样，也不能完全否定它在浅层油气生成中提供低分子烃类的重要作用。另外，从沉积岩和现代生物及沉积物氨基酸种数对比来看，总量的明显降低并未完全影响种数的减少。因此，人们可以利用单个氨基酸的含量及比例当作指纹，来探讨沉积有机质的母源性质，分析各种环境给它们带来的变异。

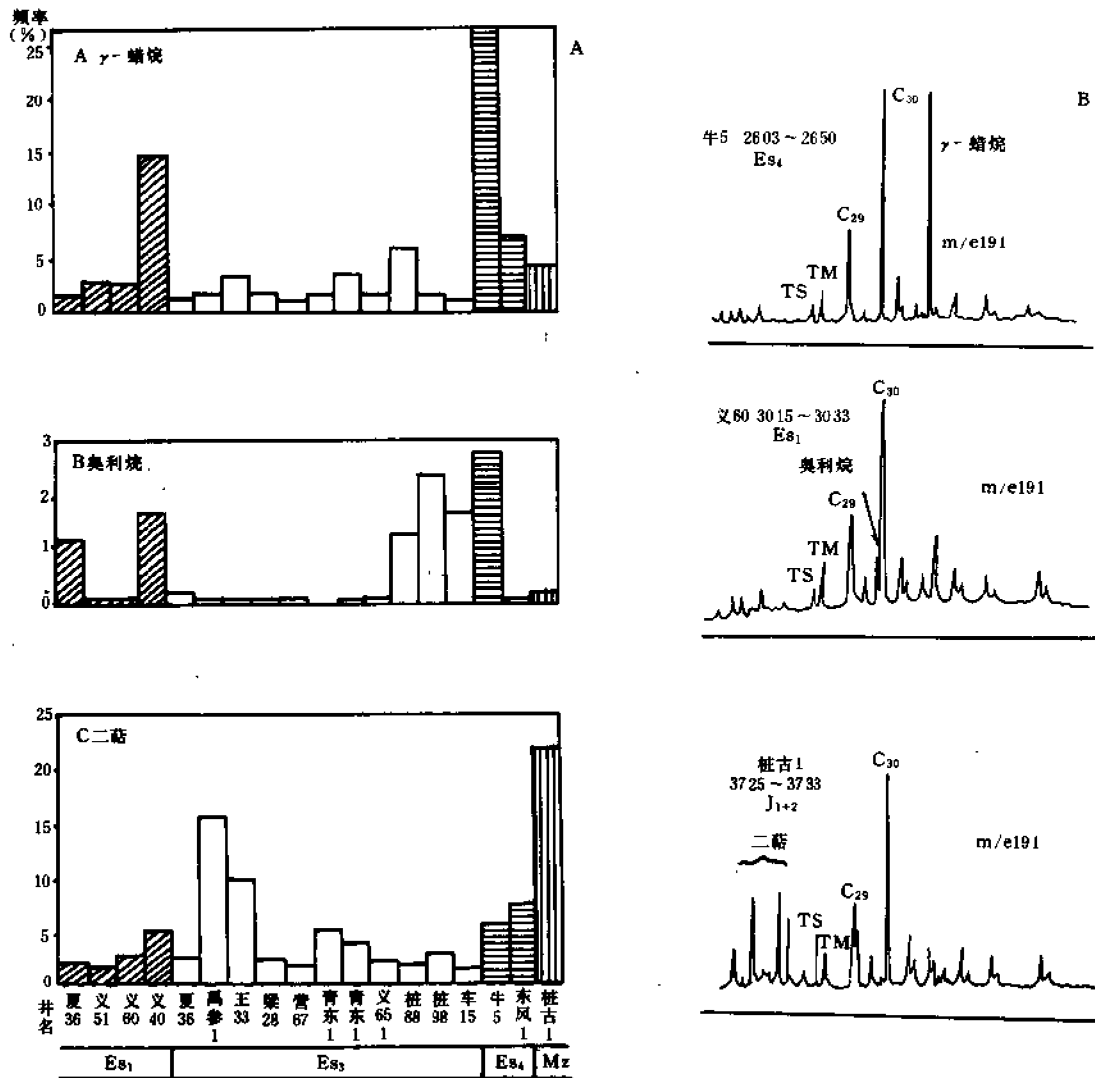


图 1-6-33 济阳坳陷生油岩中陆源生物分子分布图

济阳坳陷四个凹陷的各类氨基酸的百分含量基本接近，说明蛋白质有机质类型大体相同。从图 1-6-37、表 1-6-29 分析，中、酸性氨基酸的比例为 3∶1，这与 F.M.Swain 介绍的十几个现代陆相湖泊一致。仔细对比单个氨基酸含量（图 1-6-37），各凹陷的特点还是

分明的：东营和车镇凹陷的曲线特征很相似于渤海淤泥、微山湖淤泥及某些陆源植物氨基酸曲线的叠合。曲线上分别在甘氨酸、亮氨酸、谷氨酸—赖氨酸、丝氨酸、脯氨酸有五个突出点。沾化凹陷蛋氨酸含量特高而赖氨酸特低。一般认为，低等动、植物一般不含胱氨酸，而高等动物、个体较大的水生生物的角质、壳质部分含有较多的胱氨酸；图 1–6–36 中，大部分现代生物、沉积物胱氨酸为零的情况下，唯有高等植物毛红柳和榆树叶分别含胱氨酸为 0.10%及 1.28%。可以推测惠民凹陷沙三段古湖盆含陆相有机质比其他凹陷更为主要。而沾化凹陷的甘氨酸含量比其他地区明显减少（0.39%～2.42%），可能是海洋某些生物蛋白质的反映，说明沾化凹陷比其他凹陷在沙三段沉积时更近古海。

表 1–6–28　东营凹陷沙三段未成熟生油岩色素分布表

相带	井　号	深度 (m)	有机碳 (%)	S″ (%)	KFe	绿素 (ppb)	卟啉 (ppb)	绿素／卟啉	总色素	备注
洪积及冲积平原相	利 3	1673～1726	1.42	0.65	0.35	76	342	0.22	418	
	3–5–23	2085～2087	1.30	0.65	0.39	171	726	0.24	897	
	永 11	1675～1680	0.70	0.64	0.33	30	18	1.67	48	有芘
	永 55	1700～1850	1.15	0.27	0.27	13.3	0		13.3	
	莱 3	1810～1870	0.91	0.52	0.31	微含	169	微含	16.9	
	王 33	1815～1817	2.47	1.17	0.53	1553	2237	0.69	3790	
	通 29	1974～1984	4.06	1.49	0.57	382	2973	0.13	3385	
	通 26	1879～1978	0.95	0.62	0.34	51	404	0.13	455	
	通 9	1299～1346	0.90	0.71	0.38	140	13	10.8	153	有芘
	草 13—15	1280	2.81			微含	889	微含	889	有芘
	滨 80	1415～1427	1.21	0.55	0.50	145	1630	0.09	1775	
	滨 297	1320～1321	1.04	0.84	0.51	96	380	0.25	467	
浅湖—深湖相	纯 11	2147～2156	6.04	1.94	0.65	0	9733	0	9733	
	纯 197	1510	1.05	0.99	0.54		2898		2898	
	滨 4—39	1512	1.84	1.13	0.53	0	5610	0	5610	
	滨 214	1444	2.27	1.52	0.52	0	6107	0	6107	
	滨 11	2100～2200	1.50	0.58	0.34	0	1629	0	1629	
	通 23	1832～1870	2.30	0.93	0.37	0	2631	0	2631	

（六）干酪根

我国陆相生油岩的干酪根，一般占有机碳的 80%～90%，根据 Van Krevlen 元素图原理绘制成图（图 1–6–38），可以区分我国不同沉积类型陆相盆地的有机质性质。但是，从

济阳坳陷的实际资料看出，利用元素的原子比值划分干酪根类型并不十分理想，很多样点散布在类型曲线之间的过渡地带。当然，由于干酪根不纯（难以完全去掉黄铁矿），也会使元素分析的准确性受一定的影响。所以，我们还是以干酪根显微镜鉴定为主，以其他方法为辅来判断干酪根类型。

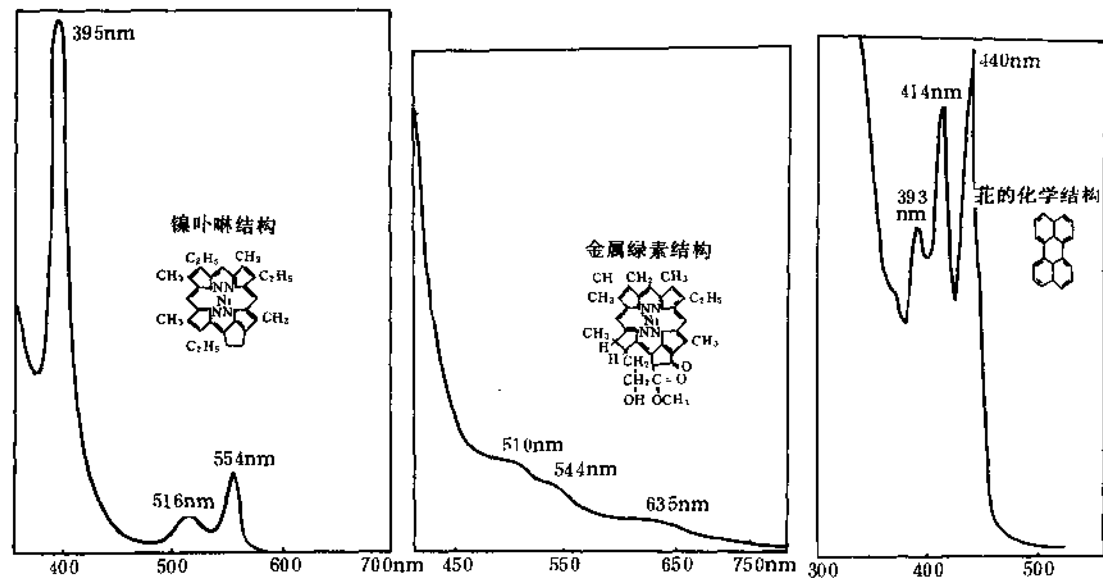


图 1-6-34　济阳坳陷沙三段生油岩卟啉、绿素、苝谱图

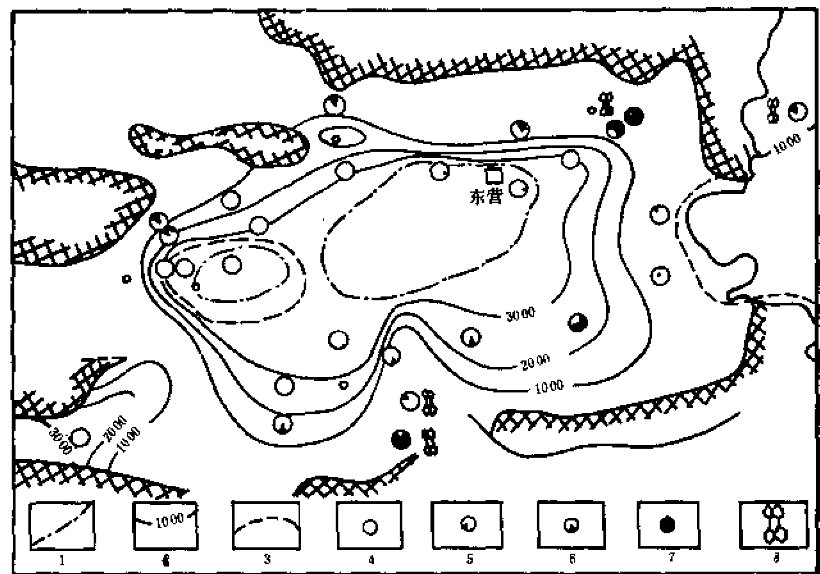


图 1-6-35　东营凹陷沙三段中上部四吡咯色素分布图

1—卟啉含量降低线；2—卟啉含量线（ppb）；3—推测卟啉含量线；4—卟啉不含绿素；5—卟啉含绿素；6—卟啉含绿素之比；7—绿素微含卟啉；8—见到苝吸收峰

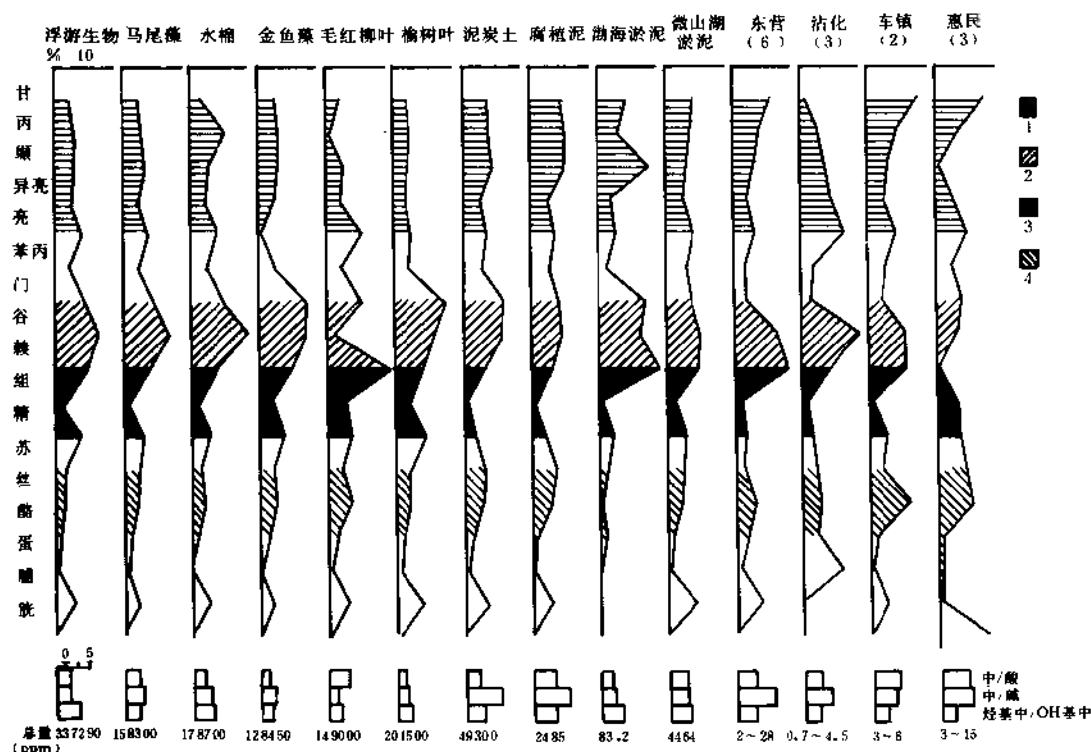


图 1-6-36 现代沉积物、生物和沙三段氨基酸分布对比图

1—烃基中性氨基酸；2—酸性氨基酸；3—碱性氨基酸；4—OH 基中性氨基酸；

东营（6）：东营凹陷沙三段不成熟生油岩，括号内为样品数

表 1-6-29 济阳坳陷沙三段氨基酸组成表

凹陷	层位	样品数	酸性	碱性	中性	中／酸	中／碱
东营	Es_3	14	19.28	18.47	62.25	3.2	3.4
沾化	Es_3	7	22.72	9.76	67.51	3.0	6.9
车镇	Es_3	6	16.65	13.03	69.78	4.2	5.4
惠民	Es_3	6	15.95	16.37	67.68	4.2	4.1

在透射光下鉴别煤岩显微成分，常分为镜质组、惰质组、壳质组，它主要反映以高等植物为母源的特征。但在济阳坳陷生油岩中常见低等生物藻类和它们的腐泥化产物，三组分的分类难以适应需要。因此，采用我国 1978 年煤岩显微组分分类，在壳质类中分出腐泥类，并列为主要组分。又采纳干酪根显微组分分类，将无定形作为亚组分，见表 1-6-30。根据此分类原则，将干酪根划为Ⅰ、$Ⅱ_1$、$Ⅱ_2$、Ⅲ四类（表 1-6-31）。

表 1-6-30 干酪根分类和煤岩学分类对应关系表

国际硬煤显微组分分类		我国烟煤显微组分分类		干酪根现用显微组分分类	
组	显微组分	类	显微组分	组	亚组分
镜质组	结构 镜质体 无结构 镜质体 碎屑 镜质体	镜质类	结构镜质体 结构半镜质体 无结构镜质体 无结构半镜质体 碎屑镜质体 碎屑半镜质体	镜质组	结构镜质体 无结构镜质体
壳质组	孢子体 角质体 树脂体 碎屑壳质体 藻质体	壳质类	孢粉体 角质体 树脂体 不定形体 树皮体	壳质组	孢粉体 角质体 树脂体 木栓体
		腐泥类	藻质体 腐泥基质体	腐泥组	藻质体 无定形
惰质组	微粒体 粗粒体 半丝质体 丝质体 菌类体 碎屑惰性体	惰质类	结构丝质体 结构半丝质体 无结构丝质体 无结构半丝质体 碎屑丝质体 碎屑半丝质体	惰质组	丝质体

表 1-6-31 各类型干酪根显微组分含量特征表

类型	类型指数	分组及组分			
		腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组
		无定形藻质体	孢粉体、角质体 木栓体、树脂体	结构镜质体+结构惰质体 无结构镜质体、无结构惰质体	
I	>80	90	5	5	
II_1	80~40	75	5	20	
II_2	40~0	50	10	40	
III	<0	15	15	75	

腐泥组来源于高含蛋白质及类脂化合物的水生藻类，镜下能看到具有一定结构，属一定门类的藻，称为藻质体。也有呈棉絮、云雾状的无定形颗粒。这些无定形的母源可能是绿藻

门葡萄藻属的皮拉藻和仑奇藻及蓝藻门的似粘球藻。壳质体包括植物的角质、木栓、树脂、孢子、花粉等成岩作用后的遗物，有一定外形结构。镜质体在镜下可分出有清楚结构的呈管状、纤维状结构的镜质体和条、板、块状的无结构镜质体，母源是来自高等植物的木质部。镜质体反射率和热变温度有线性关系，是重要的显微组分。济阳坳陷各类干酪根样品约含4%～30%。惰质组丝质体是煤岩中的惰性分子，是高等植物木质部经碳化而成，呈黑色，形状各异，扫描电镜下能见到结构。惰质组显然是不利于生油的显微组分。

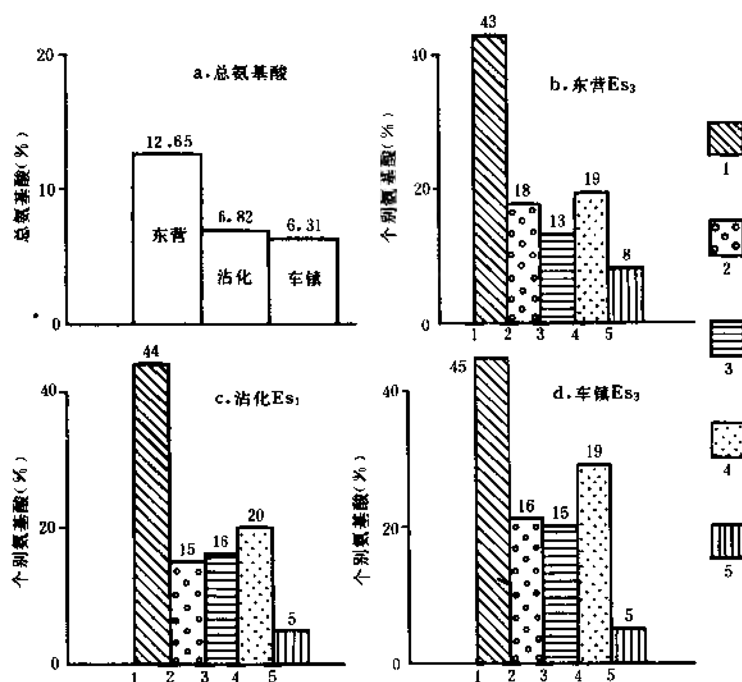


图 1-6-37 济阳坳陷下第三系生油岩各类氨基酸的分布图

1—纯烃基中性氨基酸（包括亮、异亮、丙、缬、甘氨酸）；2—酸性氨基酸（包括门冬、谷氨酸）；3—碱性氨基酸（包括赖、组、精氨酸）；4—OH 基中性氨基酸（包括丝、苏、酪氨酸）；5—为杂氨酸（包括胱、蛋、脯氨酸）

通过干酪根显微组分的观察，对济阳坳陷各个时期古湖盆中有机质的性质得到直观的概念。始新统孔二段生油岩的有机碳大都低于1%，腐泥组分含量低，无定形亚组分葡萄球形藻集合体少见，以壳质组的孢子体为主，定为Ⅲ型干酪根，它所含的陆源分子比例很高；沙四段上部干酪根腐泥组含量上升，藻质体也含有一定比例，很多样品归入$Ⅱ_1$型，说明水生生物在湖盆中开始发育；沙三段是本区的主要生油岩，在透射显微镜及扫描电镜下，干酪根中含有丰富的藻类和球状集合体——无定形，尤以湖心部位含量更高。根据济阳坳陷沙三段68口井的分析资料，划出干酪根类型分布图（图 1-6-39），从图上可见东营凹陷的干酪根类型以Ⅰ—$Ⅱ_1$型为主，占56%；$Ⅱ_2$—Ⅲ型居次，占44%。所划出的干酪根类型分区与生物分布、有机碳含量、地球化学相带颇为一致。沾化—车镇凹陷与东营凹陷不同，虽然也以Ⅰ—$Ⅱ_1$为主，但其分布偏于湖盆南部。惠民凹陷Ⅰ—$Ⅱ_1$型分布区域小，以Ⅱ—Ⅲ干酪根为主，该凹陷西部的南、北地区还有差异，北部滋镇洼陷各个地质时期主要是陆源有机质，以Ⅲ型干酪根为主；南部临南洼陷出现了较多的Ⅱ型干酪根。

鉴于上述各种有机质化学成分特征与生油岩地球化学特征有相关性，可将济阳近海块断湖盆生油岩的有机地球化学特征归纳为：

1）有机质的化学成分以陆源及水生等陆相母源成分为主，但据类脂化合物中烃类、蛋白质等某些较为敏感的有机分子色谱及同位素质谱分析，有海生生物化学成分的影响。这是近海块断湖盆的古地理、古构造地质背景所决定的。

2）湖盆边缘相分布的类脂物非烃等，多环芳烃芘很发育，可溶性的色素类绿素也多，这与湖盆较深—深湖相中的链烷、低环芳烃、卟啉含量高形成鲜明对照。在未成熟生油岩中的这种分布，显然可以说明各类母源生物

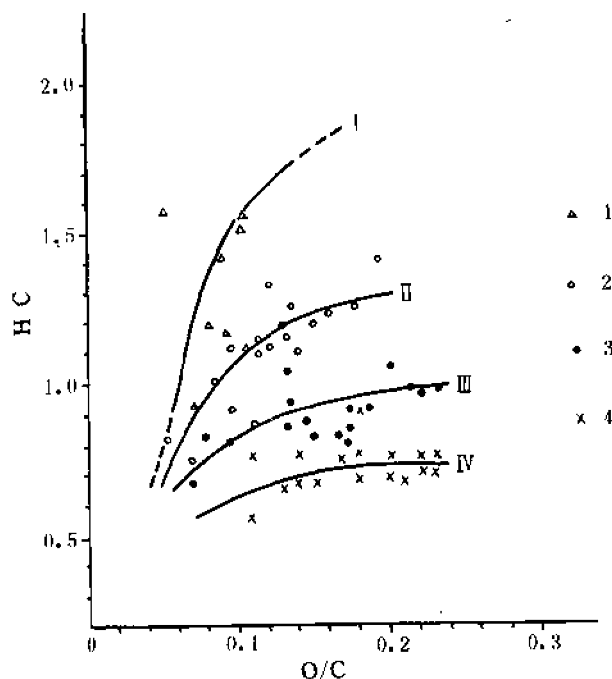


图 1-6-38 陆相生油岩干酪根类型图

1—淡水湖盆；2—东营凹陷 Es_3；3—干旱内陆湖盆；4—湖沼沉积

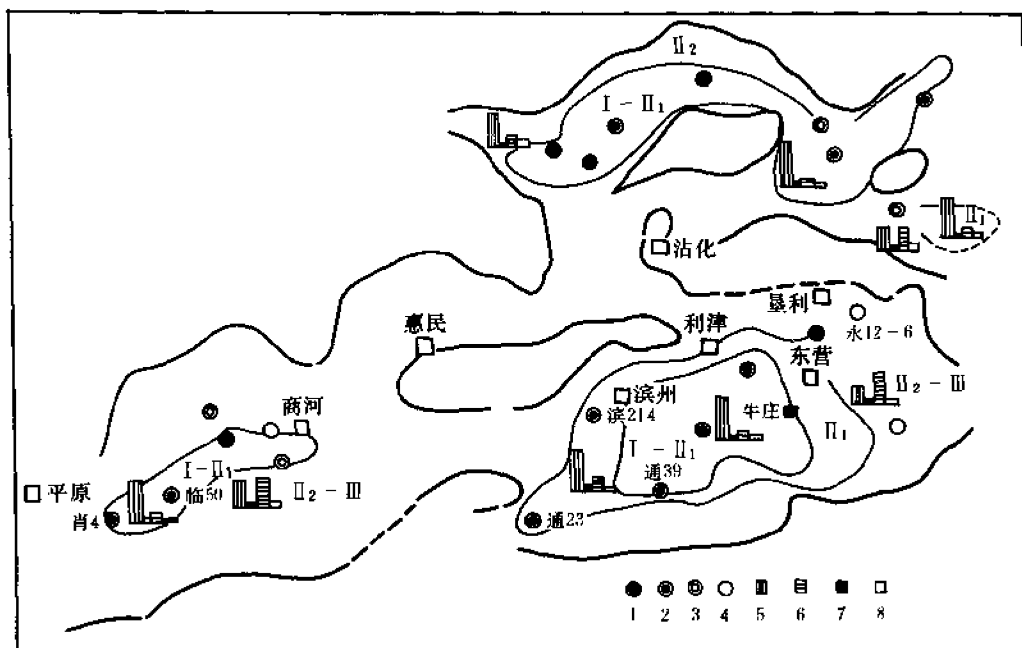


图 1-6-39 济阳坳陷沙三段生油岩干酪根类型分布图

1—I型；2—II_1型；3—II_2型；4—III型；5—腐泥组；6—壳质组；7—镜质组；8—惰质组

分子的分布，同时提供了划分有机地球化学相的依据。

3）济阳近海块断湖盆沙四段、沙二段、沙一段沉积时三次湖水扩大期的沉积有机质性质不尽相同。沙四段、沙一段较沙三段陆源有机分子的含量高，而沙二段含水生生物较多。

4）不成熟生油岩的干酪根与陆源植物残骸及水生生物分布一致，以混合型（II_1、II_2）为主。

第五节　有机质的热演化

一般认为，有机质向石油转化主要受化学动力学及热力学所支配。它主要依赖于生油盆地的地热史以及生油岩埋藏的地质时代。我国目前已对各主要生油盆地的有机质热演化特征进行了研究，并提出了成熟门限值。济阳坳陷目前尚缺少4000米深度以下生油岩的分析资料。因此，在研究成熟、演化及确定“石油窗”时，采用了自然演化剖面和热模拟演化试验剖面相结合的方法。下面分段叙述成熟阶段的划分、有机质化学成分的热演化及成熟门限的确定。

一、成熟阶段的划分

分凹陷研究了主要生油岩沙三段的各类热演化指标，提出了演化阶段划分的根据和结论。以东营凹陷为例，将烃类演化分为三个阶段，如图1-6-40。

1.未成熟阶段

温度低于93℃、相应埋深小于2200米、干酪根脱氧以生成水及CO_2为主、有微弱的生烃作用。此阶段总烃含量小于200ppm、非烃大于80%、氯仿“A”元素氧含量大于15%、正烷烃CPI值大于2.0，并保留了C_{22}部位的异常高峰。沥青质含量低，其红外光谱C=C、—C—吸收峰明显存在。据沥青质元素分析，氧含量高达94%、碳含量仅53.03%，推测沥青质的芳香片分子相当松散，其联接部分可能有很多杂元素和短链桥存在。在粘土矿物中蒙脱石含量高达50%～80%，蒙脱石／伊利石>1，扫描电镜观察可见特征及轮廓均明显的朵状蒙脱石。

2.成熟阶段

温度93～122℃，相应埋深为2200～3000米。此阶段主要是干酪根降解出大量烃类。总烃随深度增加达200～1000ppm，而非烃则从80%迅速减至50%。正烷烃CPI值从1.90减至1.40，姥鲛烷／nC_{17}及植烷／nC_{18}均减少，表明烃类稳定成分增加，沥青质由于脱氧及结构的结合，在1000～1300cm^{-1}的杂元素基因吸收峰减弱。粘土矿物中的蒙脱石进一步向伊利石转化，伊利石含量可高达90%。这时，矿物层间距的缩小可使泥岩孔隙度从15%降低到5%，迫使大量形成的烃类随层间水而移出。由于烃类的生成、排烃条件巧妙的配合，再加上良好的储集空间，使东营凹陷油气比较富集。

3.较高成熟阶段

截至取样深度，温度为122～125℃，相当埋深3000～3800米。除了干酪根进一步裂解外，已形成的烃类进一步成熟向更轻烃类转化，因而总烃大幅度增长，从1000ppm可增至5000ppm，正烷烃CPI为1.30～1.00，与原油很接近。非烃已减少至50%以下。沥青质由于进一步脱侧链和缩合，已出现减少的趋势，可能使一部分不溶有机物重新进入干酪根中。

根据这个自然演化剖面，将东营凹陷沙三段的成熟门限上限深度定为2200米，相当于地温93℃。成熟门限下限因取样深度不够，无法确定。

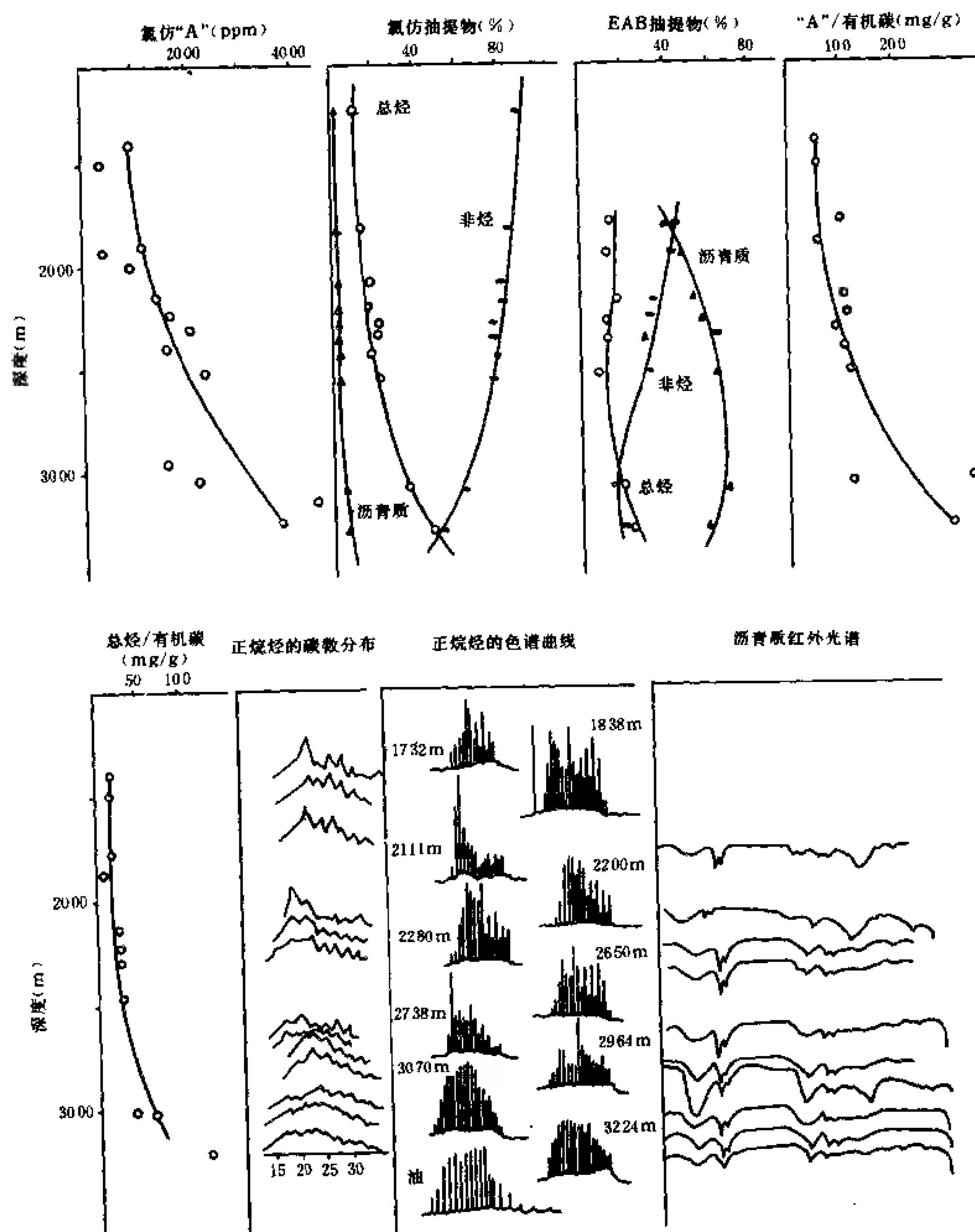


图 1-6-40 东营凹陷沙三段中部生油岩热演化剖面图

二、有机质化学组成的热演化特征

干酪根热降解成烃的学说指出了有机质形成石油的一般规律。但是，各种沉积有机质变化很大，其热演化途径各具特色。研究有机质的化学组成在热演化中所发生的裂解、异构化、芳构化、取代等化学反应以及这些反应所产生的结构突变，为修正或证实自然演化曲线所确定的门限深度进一步提供了依据。

以济阳坳陷沙三段自然演化剖面的样品进行剖析，可以看到下列特征：

1.干酪根热降解和低分子烃类的形成

断陷湖盆生油岩干酪根在门限温度热裂解时，产生了大量较低分子的烷烃（图1−6−41），以醚键、C—C链相连接于干酪根核上的烷链，或是早期已形成的O、N、S化合物（非烃），如羧酸、醇等都是产生低分子烃（C_{15}—C_{30}）的来源。大量低分子烃使主峰碳前移，图1−6−41中2200米样品的主峰碳在C_{23}，至近4000米时已移至C_{17}。图中还显示了从干酪根中烷链被降解出的次序；4000米时三元抽提物（EAB）的正烷烃形态相当于1700米时的氯仿抽提物。更有趣的是怪峰C_{22}正烷烃也参与了热演化，随着高碳部分减少，CPI值降低，C_{22}优势也逐渐消失。从图1−6−41的左图来看，在2200米之下，大约稳定在10%左右。

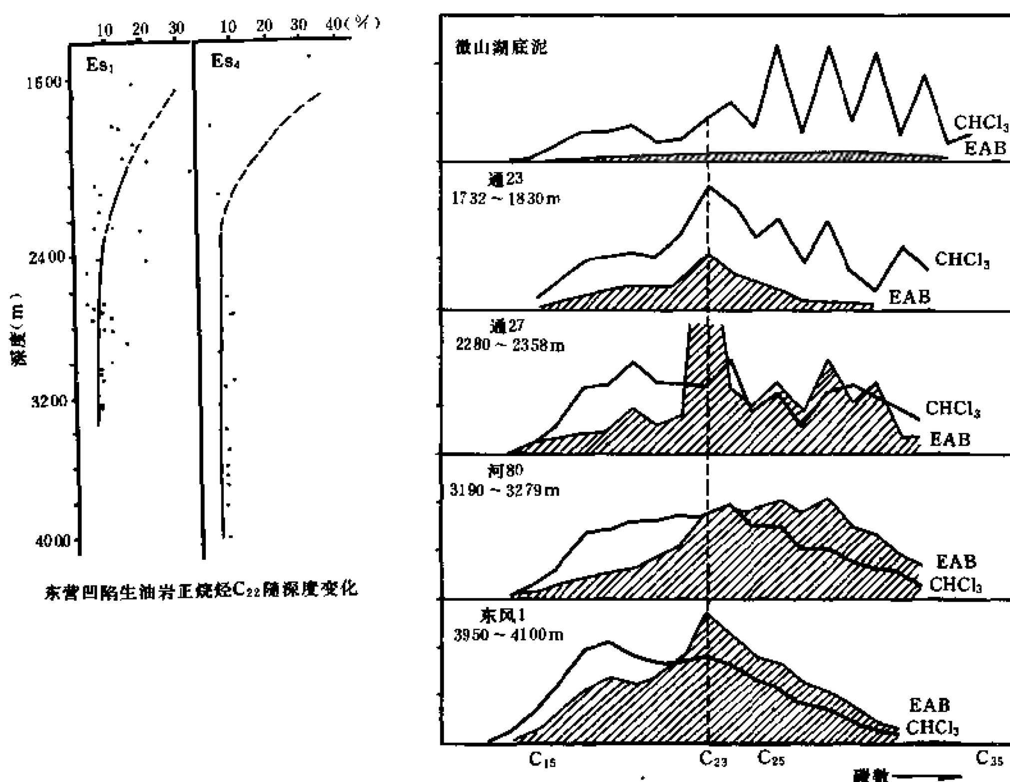


图1−6−41　湖相生油岩与现代湖底泥正烷烃随深度变化图

$CHCl_3$—氯仿抽提物；EAB—三元抽提物

2.芳香烃组成的演化

苯醇抽提物的芳香烃组成，在荧光分光光度计上进行同步光谱扫描（Ex＝247nm、Em＝250nm），显示了在门限值上下有明显特征的光谱分布（图1−6−42）。由于多环芳烃苝（五环）在荧光分光光度计分析中特殊的敏感性，谱图中苝（在438nm处的吸收峰）随热演化加剧，其相对含量明显降低，在门限深度（2200米左右及1500米左右）附近有突出的变化。而芳香烃分布曲线的前半部则反映了单环芳烃系列（280～290nm）、二环芳烃系列（300～340nm）、三、四环芳烃系列（340～380nm）等峰随热演化而相对增高的变化特征。

在同一个凹陷，由于局部地温场的不同，如滨县南（约4℃／100米）和利津—牛庄—博兴洼陷（3.6℃／100米）的门限深度也不一样，分别为1500米左右和2200米左右，这在芳香烃分布曲线上有明显的指示作用（图1-6-43）。这是因为芳香烃在热演化过程中，芳烃构化作用不断加强的结果。滨县南沙三段生油岩在1500米门限深度以上，低环芳烃是很少的。在红外光谱分析中（图1-6-44），反映芳香烃多核结构的共轭双键，并在1600cm^{-1}处产生的芳核骨架振动也很微弱。但是代表有长链烷基取代的720cm^{-1}吸收峰却相对很强，说明不成熟生油岩所含的芳香烃是高度烷基化的非特征性芳香烃。但至1500米以下，1600cm^{-1}吸收峰开始明显出现，而720cm^{-1}吸收峰则大为减缩以至消失；而2～4环芳烃相对明显增加。

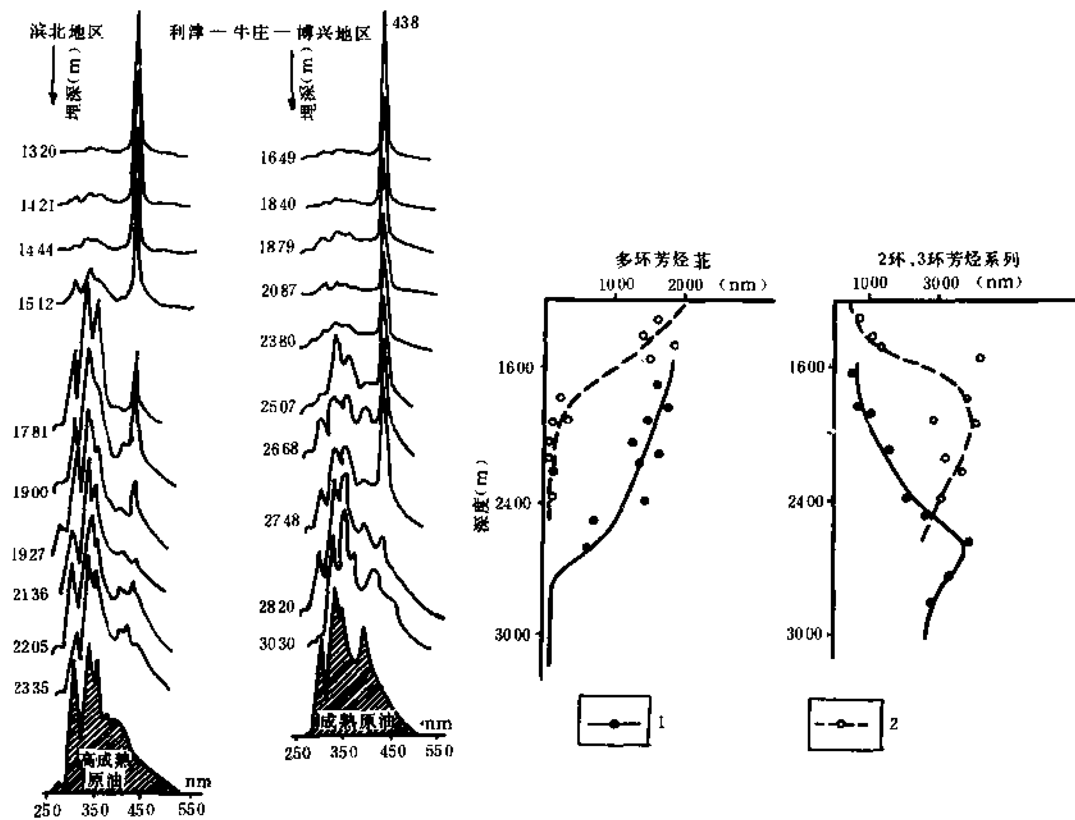


图1-6-42　东营凹陷沙三段生油岩芳香烃演化图

图1-6-43　济阳坳陷芘及芳香烃随埋深的演化图

1—利津—牛庄—博兴洼陷；2—滨南洼陷

3.四吡咯色素的演变

具有四吡咯结构的类绿素色素，包括镍卟啉和绿素，经常分布在苯醇抽提物的芳香烃和非烃组分中。从某种意义来说，卟啉是一种生物标志物，其四吡咯结构主体指示母源，而侧链基团在化学动力学和热力学制约下有规律地变化（图1-6-45）。从图1-6-46可以看出：东营、惠民等凹陷沙三段生油岩中的卟啉先是随埋深增加而增大，后因地温增高受破坏而减少。而绿素在门限值附近出现了消失带。滨南地区因地温高，在1500米深度左右卟啉和绿素就出现了同样的情况。绿素的消失和卟啉的增长，在绿素消失带以上，它们之间存在着结构上的依存关系。这是由于在一定的热力学条件下，绿素结构的环Ⅳ，7、8两位碳失去了

氢，发生芳构化；同时2–乙烯基、9–酮基还原而形成卟啉（参见图1–6–45)。这种结构上的变化是和有机质热演化史中门限温度紧密相关的。那么，在绿素消失带以下，卟啉仍然继续增长，只能用干酪根的持续降解来解释了。

另外，自60年代提出用质谱研究卟啉类型以来，用脱氧植红初卟啉型（DPEP）的烷基卟啉和初卟啉型（ETIO）的烷基卟啉研究卟啉的演化，并确定有机质大量生烃门限，已成为当代地质地球化学家瞩目的方法。根据岩卟啉质谱分子离子峰，DPEP的质量系列是308+14*m*，ETIO是310+14*n*（*m*和*n*都代表次甲基数，可以是0、1、2……)。我们可以测定生油岩自然演化剖面中DPEP／ETIO值的变化。从图1–6–47中可以看出，东营凹陷沙三段生油岩从不成熟到成熟，DPEP／ETIO减少，且在2200米门限深度附近发生突变。这些变化同烷烃系列的演变是完全一致的。同样说明卟啉在结构上的变化同门限温度有密切相关性。

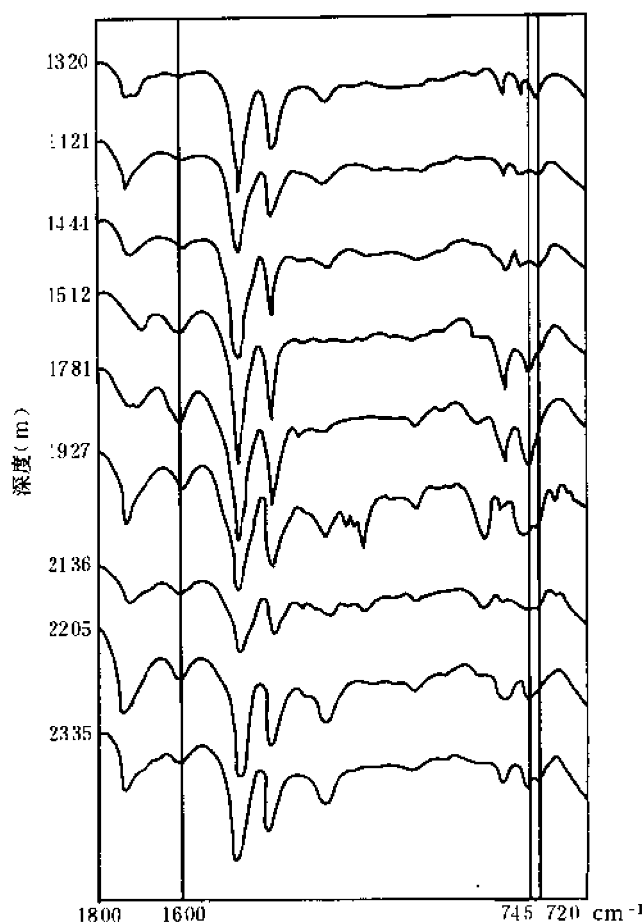


图1–6–44　滨县南沙三段生油岩芳香烃红外光谱图

4.沥青质的结构演变

抽提物的重质组分——沥青质，其结构也随深度而变化。未成熟阶段生油岩抽提物的沥青质颜色浅黄，保持着相当高的H／C、O／C原子比，芳核上具有脂肪烃取代基，自由基也保持稳定的低数值。当随深度增加进入成熟期后，发生裂解并进行脱氧、脱烃、脱氢，见图1–6–48。图中相当于自由基急剧增加的部位颜色也变为红棕色。沥青质在组成中所占的比例，从不成熟到成熟都是增加的，但在高成熟时反而略有减少。这是因为在高成熟期自由基增加，使其更加缩合成为不溶有机物，可溶的、能被氯仿抽提出的便相对降低了。

为进一步证实沥青质结构的演变规律、取同一块样品的沥青质，在管式炉中加热至不同温度，如图1–6–49，其红外光谱特征呈现出长侧链烷基吸收峰减弱，甲基、次甲基基团伸缩振动（2960及2920cm^{-1}）也减弱，显示了脱烃。另外，芳构化增大（1600cm^{-1}吸收增加)，表示结构缩合。这和自然演化剖面是一致的。

5.蛋白质提供了低分子烃类

同湖盆中水生生物及陆生植物残骸有关的蛋白质分子，其降解和低分子烃类的生成也有

一定关系。如图 1−6−50 所示，在 2000 米以上，蛋白质、氨基酸具有原始面貌，在成岩作用中，它与粘土矿物及非蛋白质结合而形成大分子物质，温度增加后可能使其从大分子物质中解聚或解吸附出来，表现为含量增加；2000～2400 米，由于热裂解，产生脱羧、脱氨基反应；而 2400 米以下可能只存在稳定的氨基酸。值得注意的是：氨基酸于 2000 米发生热裂解，在烃类成熟阶段（2200 米之上），是否可以表明氨基酸特别是占 40%的纯烃基中性氨基酸，也是烃类的提供者？图 1−6−50 左部还绘出了卟啉／有机碳随深度演化图，表明镍卟啉在 2700 米由增加转向减少。在 2700 米以上，类绿素色素脱掉的植基侧链，象蛋白质分子一样，对 2200 米门限处烃类的大量生成也是非常有利的。

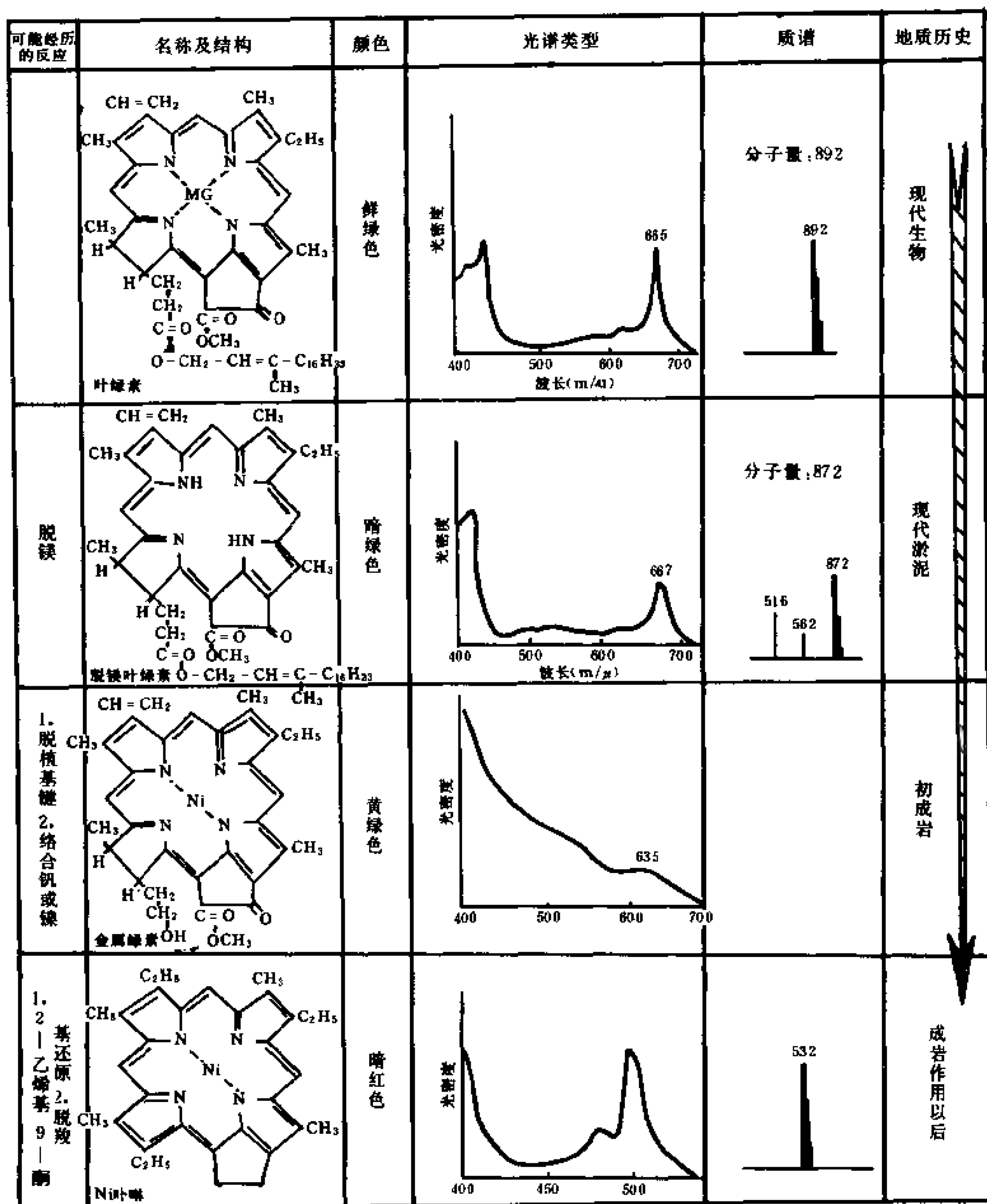


图 1−6−45 四吡咯色素演化过程图

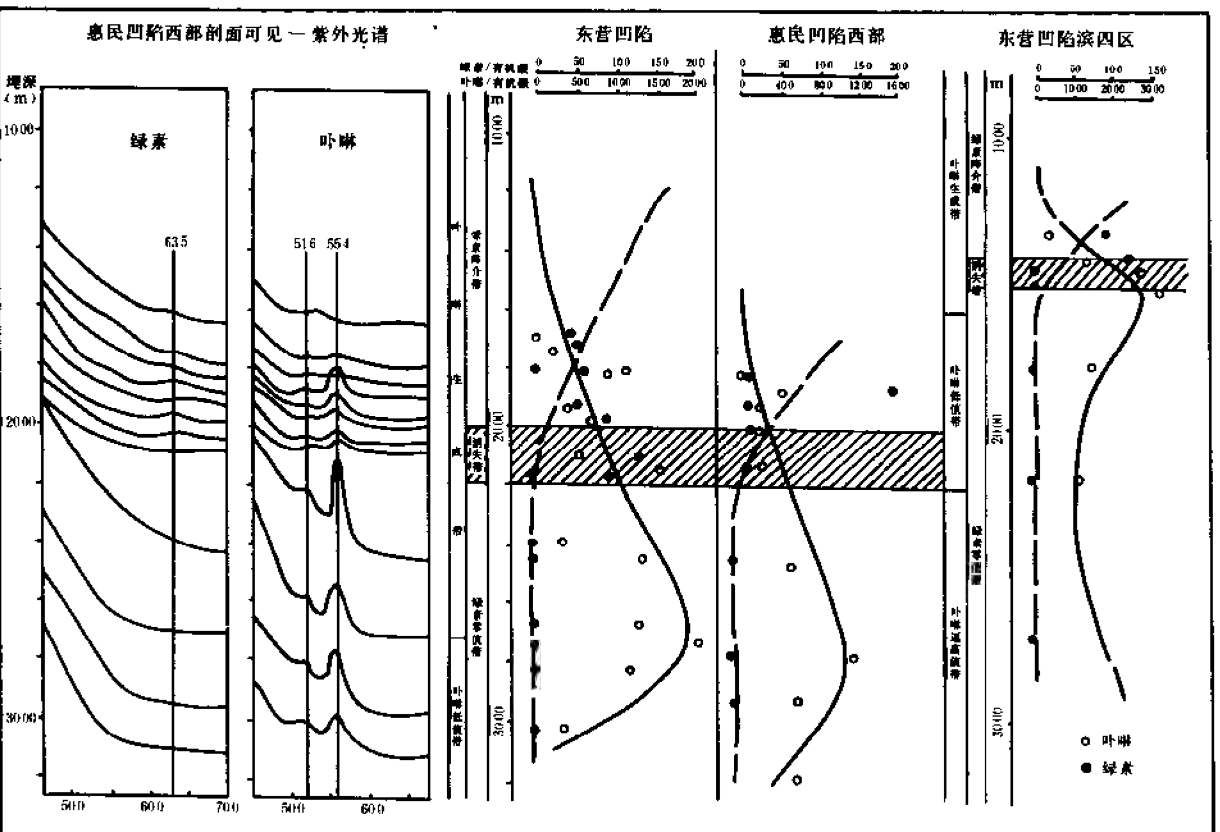


图 1-6-46　东营、惠民凹陷沙三段生油岩绿素及叶啉随埋深变化图

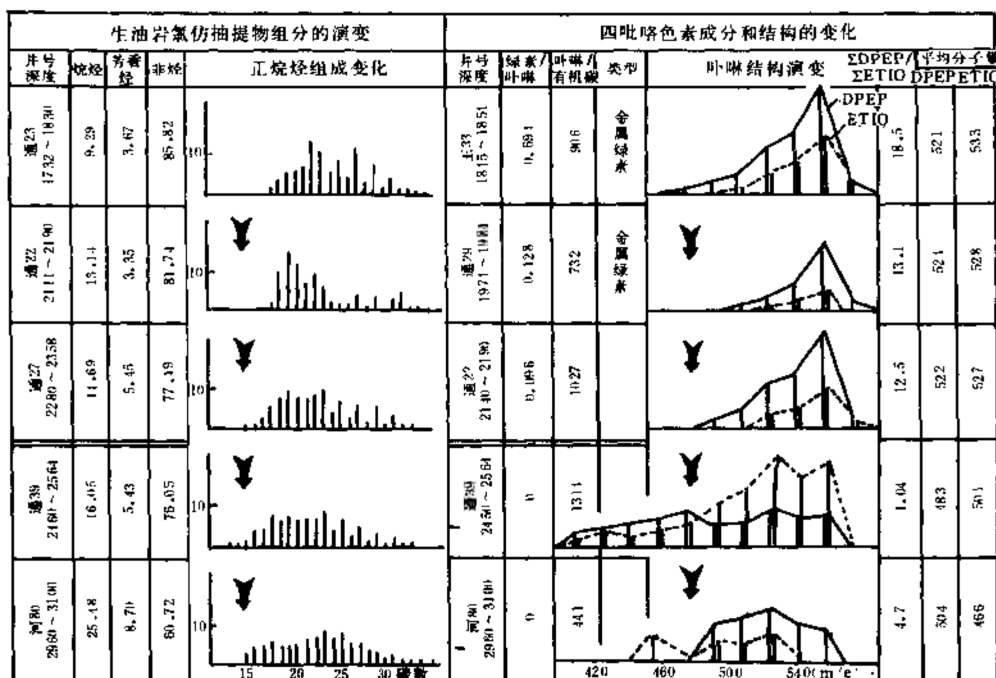


图 1-6-47　东营凹陷沙三段烃类成熟与四吡咯色素演化比较图

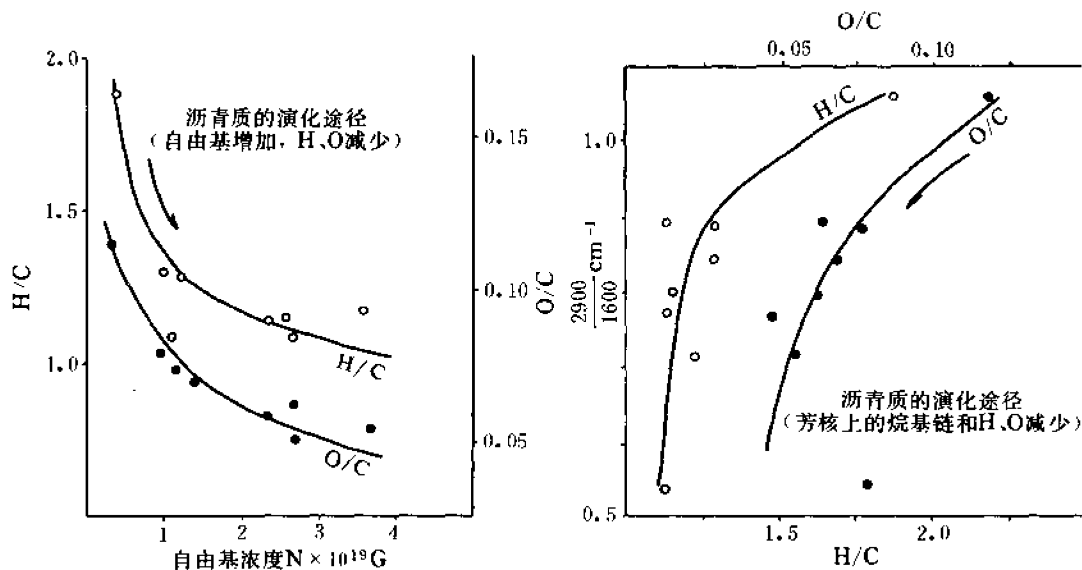


图 1-6-48　东营凹陷沙三段沥青质元素组成、自由基浓度及红外特征吸收峰变化图

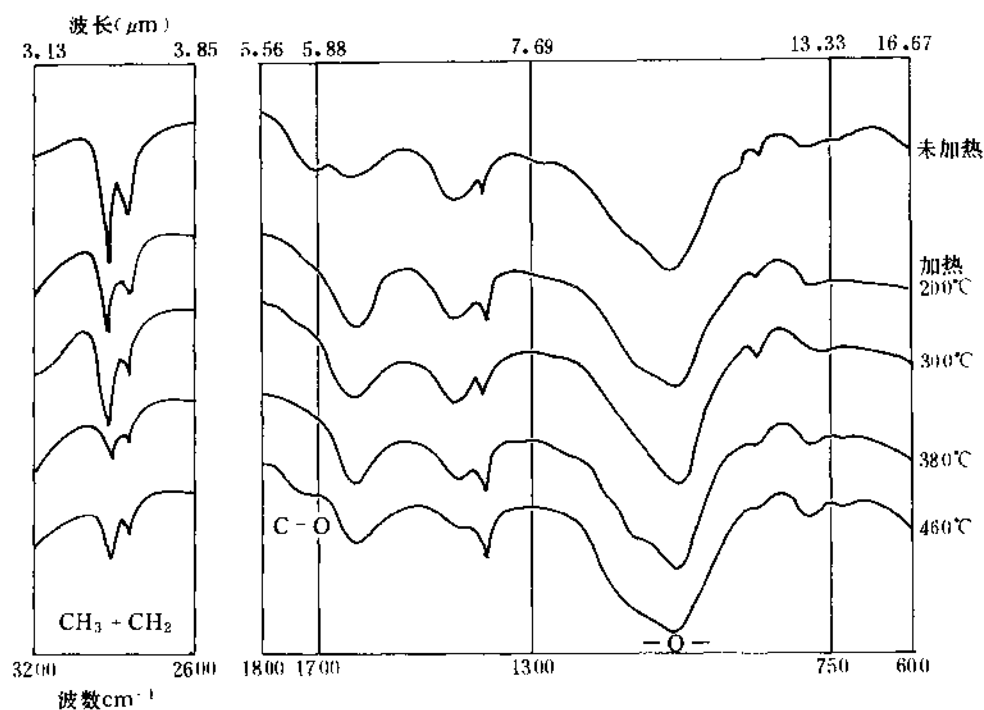


图 1-6-49 通 23 井沙三段生油岩沥青质加热至不同温度的红外光谱图

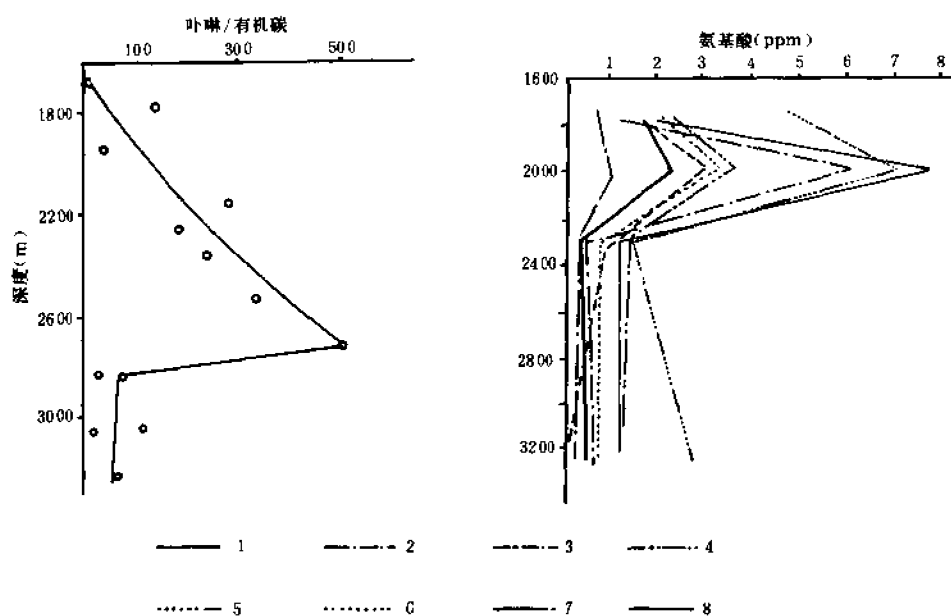


图 1-6-50 东营凹陷沙三段各种氨基酸及 Ni 卟啉／有机碳与深度关系图

1—纯烃基的中性氨基酸；2—甘氨酸；3—苯丙氨酸+酪氨酸；4—酸性氨基酸；5—中性氨基酸；6—碱性氨基酸；7—苯丙氨酸；8—带杂环氨基酸

大量分析资料说明了湖相有机质热演化过程中各化学组成演变的细节。我们认为在干酪根热降解出可溶性烃类的同时，以非烃为主体的有机分子也向"两极分化"，即烃类和沥青质分别沿成熟方向增加。随之也伴随着长链烷烃热变为短链、烷基化的芳香烃进一步芳构化。大分子的非烃如色素类化合物脱侧链及芳构化和更重的组分沥青质脱烃、脱氢、脱氧，并趋于高度缩合等等一系列复杂的地球化学反应，无一不揭示着石油烃分子真实地形成过程。但是，在这个复杂的地球化学演变中，大量烃类分子生成的起点（门限温度），也是很多化合物生成数量和结构突变的信号。因此，研究沉积有机质化学组成的演变以及门限值的测定具有很大的实际意义。

按照已揭示出的这些演化特征，概括出两张湖相生油岩干酪根降解反应途径的构想图（1-6-51、1-6-52）。如果经过进一步的工作，证明它们确实是干酪根降解的化学模式，那么就可以为设计干酪根降解成油的热动力学教学模型提供有用的资料。

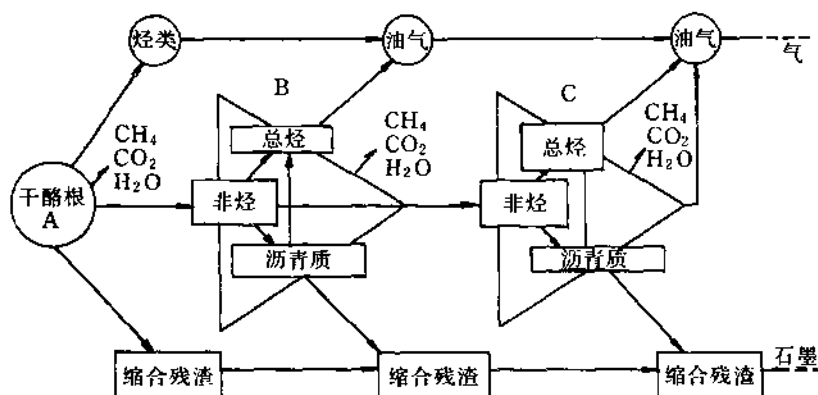


图 1-6-51 干酪根降解反应流程构想图（Ⅰ）

三、不成熟生油岩的热压模拟实验

为了完成湖相有机质演化全过程的研究及进行油气资源量计算，均需要完整的演化剖面。根据反应时间和温度可以相互补偿的原理，有可能通过加热模拟实验方法提高反应温度，以缩短反应时间，从而实现在室内试验条件下取得完整的演化剖面。

热压模拟实验在充氮（5～10 千克／平方厘米压力）的高压釜（200～350℃用 GD—0.5 型、350～400℃用 LAM102 型）内进行的。按设计的加热时间、温度程序进行热压模拟，分别取出每次热压模拟程序后的气体、液体及样品抽提物进行各种分析。现以东营凹陷沙三段草 13—15 井不成熟生油岩热模拟实验为例加以说明。

草 13—15 井位于东营凹陷南坡，自 1252.6～1285.2 米共 32.6 米厚层灰色泥岩。热压模拟样品埋深 1280 米。据薄片鉴定，具有星点—鳞片结构，含粉砂质、灰质、黄铁矿等，并见大量介形虫化石及较多的植物碎片。有机碳含量为 2.23%。氯仿沥青"A"含量为 0.351%，其族组成中含非烃 72.21%。镜下鉴定干酪根含腐泥组 30.8%，都是无定形，镜质体 46.4%、惰质体 0.8%。镜质体反射率为 0.37%。确定为 $Ⅱ_2$ 型不成熟生油岩。

图 1-6-53 编绘了热模样品的部分分析结果。随着加热温度的增长，有机碳逐渐消耗，在"石油窗"的部位烃产率升高，其 R_o 值上限为 0.4%～0.5%；下限为 1.2%～1.3%。这个

结果符合热降解的一般规律，同时也基本反映了热演化的一般特征。

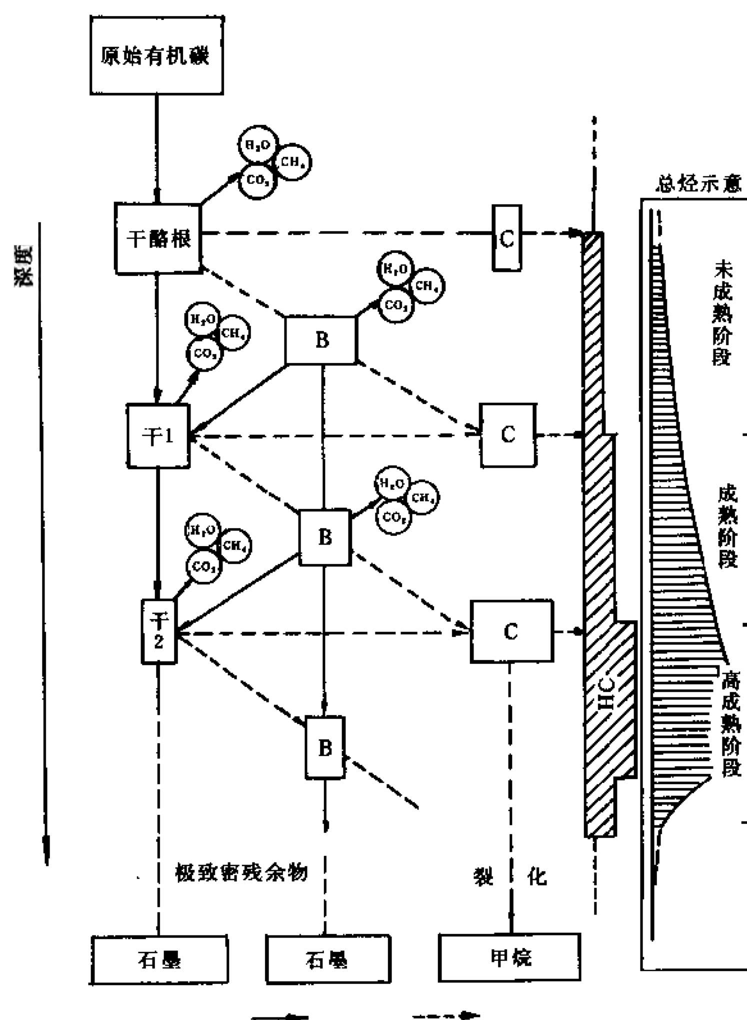


图 1-6-52 干酪根降解反应流程构想图（Ⅱ）

1—聚合；2—降解；B—EAB 抽提物；C—氯仿抽提物

通过试验，证实了在自然演化剖面中的变化。例如非烃的“两极分化”所造成的链烷烃增长及沥青质先增后降的趋势（图 1-6-54）。链烷烃随热模温度、时间的增长及碳数分布的变化，也能和自然演化剖面样品相对应。其他如氯仿沥青“A”中碳同位素的分馏效应、单个氨基酸的变化，卟啉的 DPEP 向 ETIO 的转化，绿素的消失等都能和自然演化剖面一致，说明了热模拟实验结果的可信度。但该热压模拟剖面在 R_0 大于 0.6%时，其烃产率的数值比自然演化剖面低（图 1-6-55）。这样在计算生油量时，还不能完全依据热模拟演化曲线，必须加以校正。为此采用以自然演化剖面为基础，对照同类型的热压模拟演化剖面，按照演化趋势和特征，人工拟合成实用烃产率曲线。编绘出实用气烃产率曲线，二者累加成实用累积烃产率曲线（图 1-6-56）。为计算生油量提供了依据。

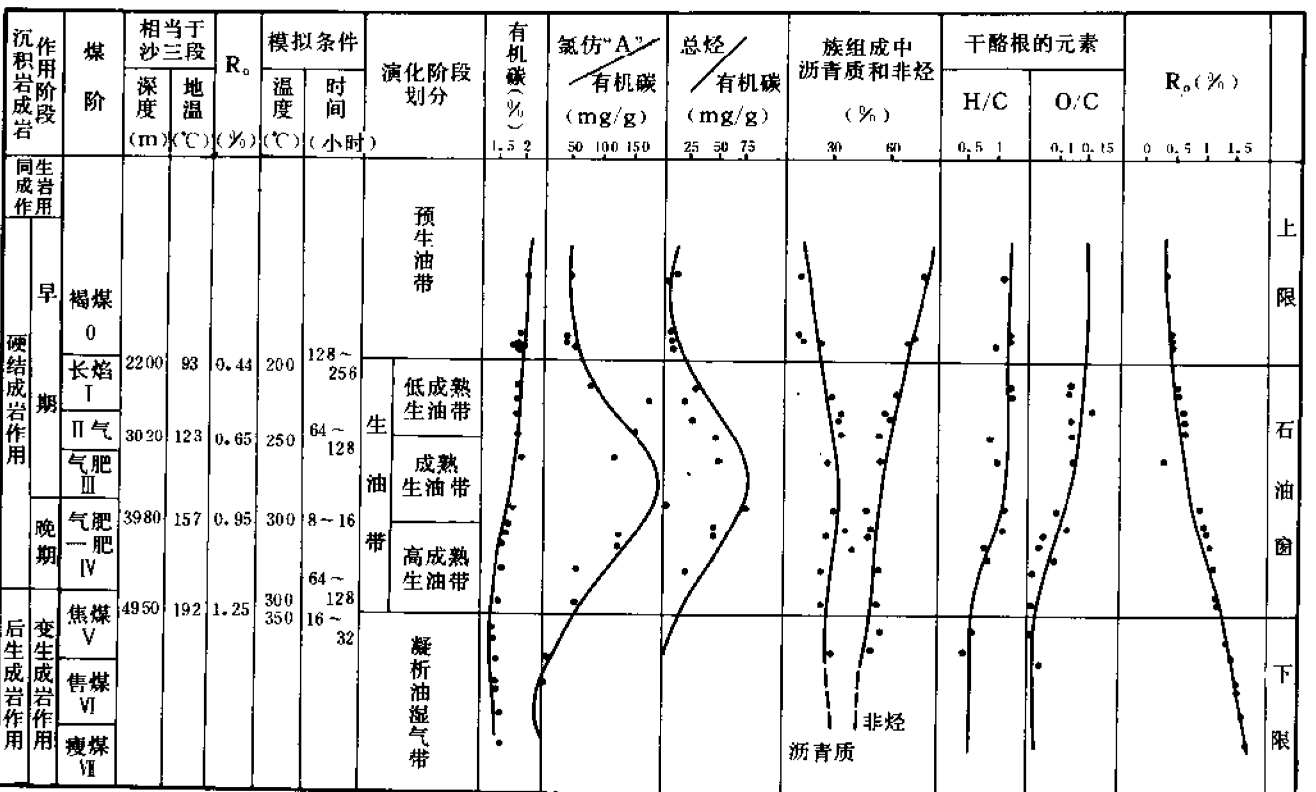


图1-6-53 东营凹陷Ⅱ型干酪根生油岩热模拟演化剖面图

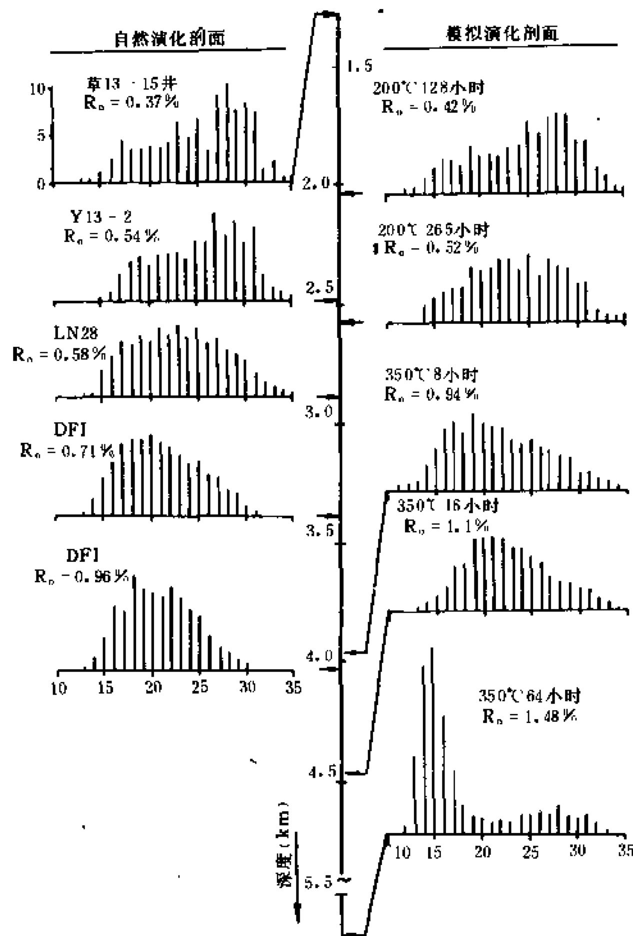


图 1—6—54　正烷烃碳数分布对比图

热模拟实验是物理方法与地质、化学、数学学科相结合，进行综合解释，提出有实用价值的资料，是目前生油岩有机地球化学研究的发展方向之一。

四、生油岩成熟门限值（上限）

生油的门限值是依据沉积有机质的热动力学反应而提出的。济阳坳陷生油岩的自然演化剖面和人工模拟曲线，都说明烃产率与生油岩的受热温度、地质时间存在着阿累尼厄斯方程的关系。特别是烃产率曲线上部，当大量烃类开始形成的突变点的确定（即所谓成熟门限），直接关系到有效生油岩的厚度及体积，以至资源量的估算。虽然门限处烃产率很少，一般在 20～30 毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$。但因门限深度的差异，直接影响到生油量的大小。假如把东营凹陷沙三段已确定的 2200 米门限深度提高 200 米（至 2000 米），则有效生油量可增大 5%以上。

目前确定成熟门限，一般是以目测法寻找烃产率曲线及其他各种演化曲线大致相同的“拐点”加以确定。然而这种办法由于主观因素的影响，会使解释结果与实际情况有一定差异。例如在沾化凹陷沙三段自然演化剖面上确定门限值为 2800 米，但在义 20、义 18—5—

5、车古 9 等井，2800 米以上却发现低成熟的原油（图 1-6-57）。这说明在生油岩成熟门限之上已有原油生成并运移、聚集成为油藏，显然门限值定为 2800 米是偏深了。

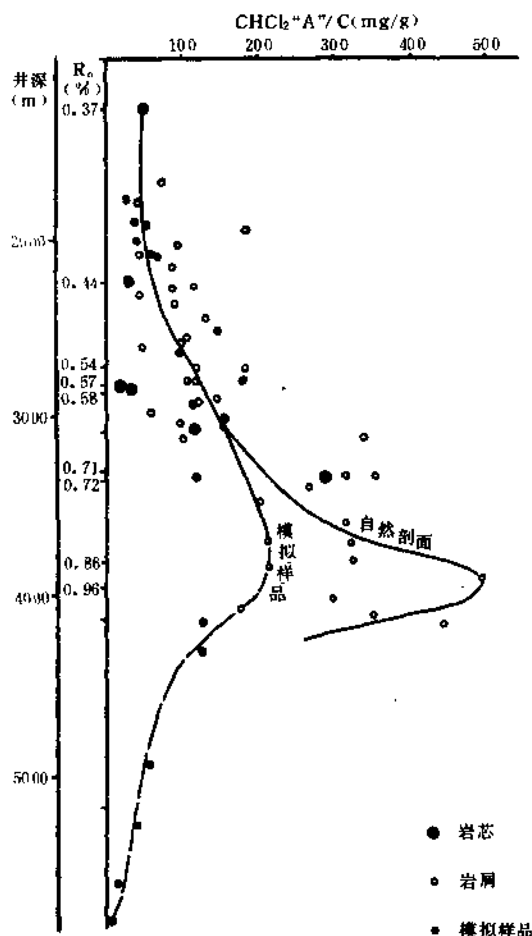


图 1-6-55　氯仿沥青"A"含量演化对比图

关于原油有无成熟度问题，世界上的学者看法并不一致。西德维尔特教授认为储集层所处的地温比生油层的门限温度低，因此，储集层中的原油从生油层运移来，成熟度不会再增加了。但美国的亨特认为，在储集层中原油"分子结构经历着虽然缓慢但连续地向分子动能最低的平衡状态变化"。济阳坳陷原油甾、萜烷的色质分析，在相同母源类型的前提下，确实表现出成熟度不同，可以划分出原油的低成熟—成熟—高成熟序列。表 1-6-32 选取成熟系列中的 5 个油样进行仔细解剖，总结出低成熟的原油特征：

1）低成熟原油和未成熟生油岩（R_o 小于 0.5%）的甾、萜指纹相似。从萜烷的 5α、14α、17α（H）C_{27} 胆甾烷及 5α、14α、17α（H）C_{29} 及原生萜烷、次生萜烷的异构化比值来看，它们都具有低异构化的特点。

2）低成熟原油如果没有经历次生氧化，族组成就具有饱和烃低（50% 以下）、非烃高（30% 以上）；正烷烃主峰在 C_{23} 以后；缺少短链；元素分析属低成熟原油的特征。

3）低成熟原油的芳香烃和未成熟生油岩相似，芳构化程度低，具有烷基化特征。三环芳烃菲系列已接近开始脱甲基化作用阶段。从低成熟→成熟→高成熟，芳香烃的 H／C 降低，呈现低芳构化方向的演变。

4）低成熟原油含卟啉，高成熟原油受热破坏而消失。但均检不出绿素。

图 1-6-58 和图 1-6-59 列出原油和生油岩的甾、萜指纹对比，可以确定沾化凹陷低成熟原油和沙三段同类型未成熟生油岩的亲缘关系。这些资料比较肯定的说明了沾化凹陷沙三段生油岩的成熟门限划在 2800 米是不适合的，根据图 1-6-34 推测，将其定在 2400 米比较合适。

如果承认沾化凹陷可以根据低成熟原油的存在，以校正成熟门限值，那么对于蒂索等提出的大量烃类生成的门限值概念就值得进一步探讨。蒂索等强调化学动力学反应速率的变化，用其变化率开始增大时确定门限值；实际上完全是从化学反应考虑，可称其为"理论门限值"。根据济阳坳陷的资料可以说明由于地质情况复杂，烃类的排驱并不完全受化学热力学或动力学制约；压实作用、生储配置、储集层物性等地质因素可能起主导作用。因此确定

门限值除考虑化学热力学外，还应考虑地质因素的综合影响，可称为“实用门限值”，用以比较准确地做为计算生油量的参数。当然，这还需进一步在实践中证实。

表 1-6-32　原油成熟度序列特征表

编号	井名	层位	深度 (m)	比重	粘度 (mPa·s)	族组成（%）				元素	
						饱和烃	芳香烃	非烃	沥青质	H/C	O/C
①	义 20	Es_1	2855.6～2928.9	0.8728	33.9	53.14	14.07	31.55	1.24	1.86	
②	渤 107	Ng	1193.4～1305.0								
③	坨 62	Es_3	2112.2～2142.4	0.8387	5.17	68.80	12.40	15.20	4.40	1.79	0.28
④	营 11	Es_3	3097.2～3110.8	0.8622	11.6	63.28	13.13	16.72	4.78	1.81	0.42
⑤	桩古 2	O	3574.5～3582.5	0.8458	7	74.50	11.16	8.37	4.78	1.84	0.68

链烷烃 GC				环烷烃 GC—MS					
OEP	Pr/Ph	Pr/C_{17}	Ph/C_{18}	甾烷 C_{27} $\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$	甾烷 C_{29} 20S/20S+R	甾烷 $C_{29}5\alpha$ $\frac{24\text{—甲基}}{C_{29}(20B)}$	藿烷 C_{27} Tm/Ts	藿烷 $\frac{C_{29}+C_{30}}{C_{27}}$	$\frac{\text{甾}C_{29}}{\text{藿}C_{30}}$
1.16	0.49	0.40	0.81	0.09	0.19		2.03	9.46	
1.40	0.83	1.03	1.28	0.33	0.38	1.02	1.67	7.03	0.30
1.19	1.04	0.49	0.51	0.37	0.46	1.85	0.80	5.07	0.25
1.04	1.12	0.48	0.47	0.55	0.48	2.34	0.74	5.03	0.28
1.09	1.47	0.39	0.29	0.58	0.61	2.83	0.49	3.81	0.19

芳香烃															色素	
LC			GC				FSnm	IR cm^{-1}				元素				
$\frac{2R}{3R}$	$\frac{4R}{3R}$	$\frac{4R+3R}{2R}$	$\frac{3-MP}{P}$	$\frac{2-MP}{P}$	$\frac{9+1MP}{P}$	P%	$\frac{402}{313}$	$\frac{810}{750}$	$\frac{720}{870+810+750}$	$\frac{1460}{1600}$	$\frac{1710}{1460}$	H/C	O/C		绿素	卟啉
0.84	1.28	2.70	0.97	1.37	1.28	1.05	1.71	1.29	0.50	8.71	0.15	1.69	0.015		0	45.46
0.17	3.97	29.33	0.78	1.40	2.39	0.48	1.17	0.93	0.24	5.11	0.08	1.58	0.029		1	18.73
0.54	3.78	6.87	0.58	1.19	2.04	0.63	1.46	0.89	0.24	3.49	0.06	1.55	0.021		1	33.60
0.41	3.34	10.48	0.41	1.00	1.65	2.27	1.67	0.91	0.32	5.17	0.03	1.55	0.018			
0.26	3.32	16.89	0.34	1.01	1.46	2.72	2.59	0.87	0.22	2.93	0.04	1.52	0.011		0	未检出

①是低成熟，→②③④成熟，→⑤是高成熟。

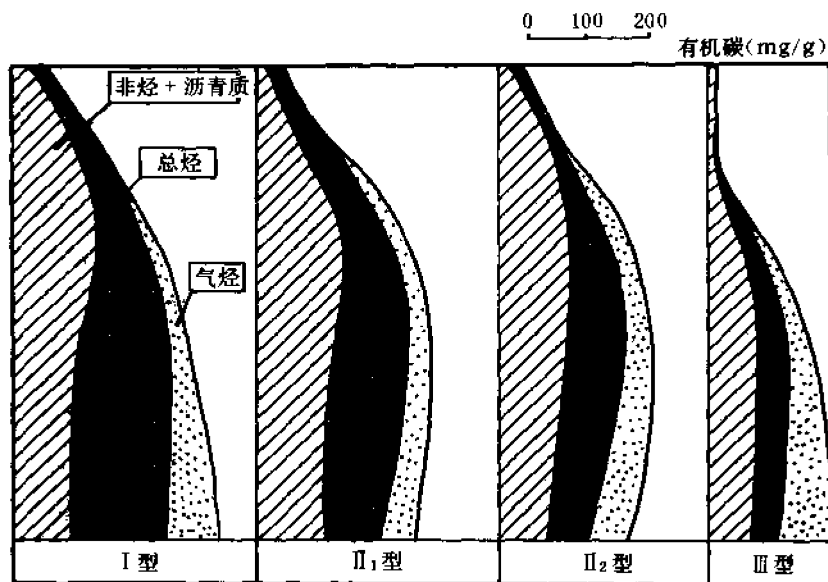


图 1-6-56 实用烃产率曲线图

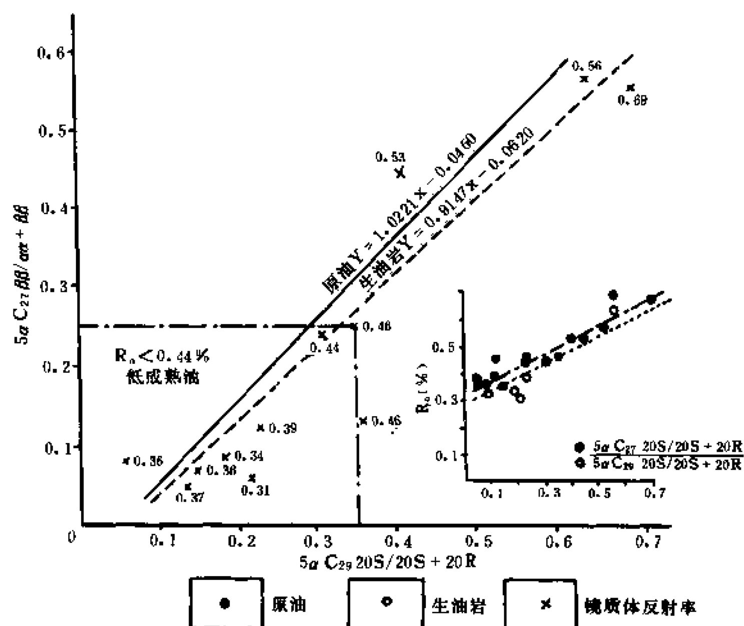


图 1-6-57 沾—车凹陷原油和生油岩成熟度比较图

综合上述方法，确定了济阳坳陷沙三段混合型干酪根的生油岩的成熟门限值（表1-6-33），并确定了各凹陷内不同类型生油岩的烃产率曲线（图 1-6-60），编绘了济阳坳陷成熟生油岩等厚图（图 1-6-61），这些均可以在计算生油量时参考使用。

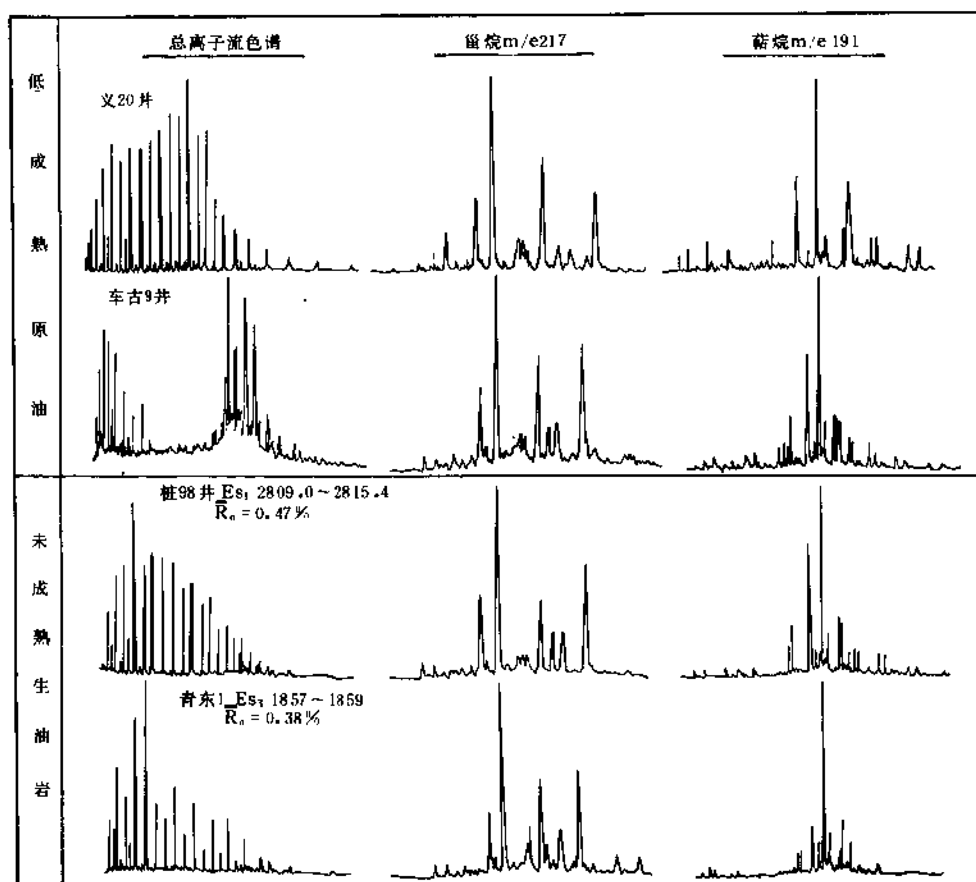


图 1–6–58　沾化凹陷低成熟原油及沙三段成熟生油岩指纹图

表 1–6–33　济阳坳陷生油门限值参数

凹　陷	东　营	沾　化	车　镇	惠　民
镜质体反射率（%）	0.44	0.44	0.44	0.44
门限深度　(m)	−2200	−2400	−2400	−2500
门限温度　(℃)	93	93	93	94
地温梯度　(℃ / 100m)	3.6	3.3	3.3	3.2

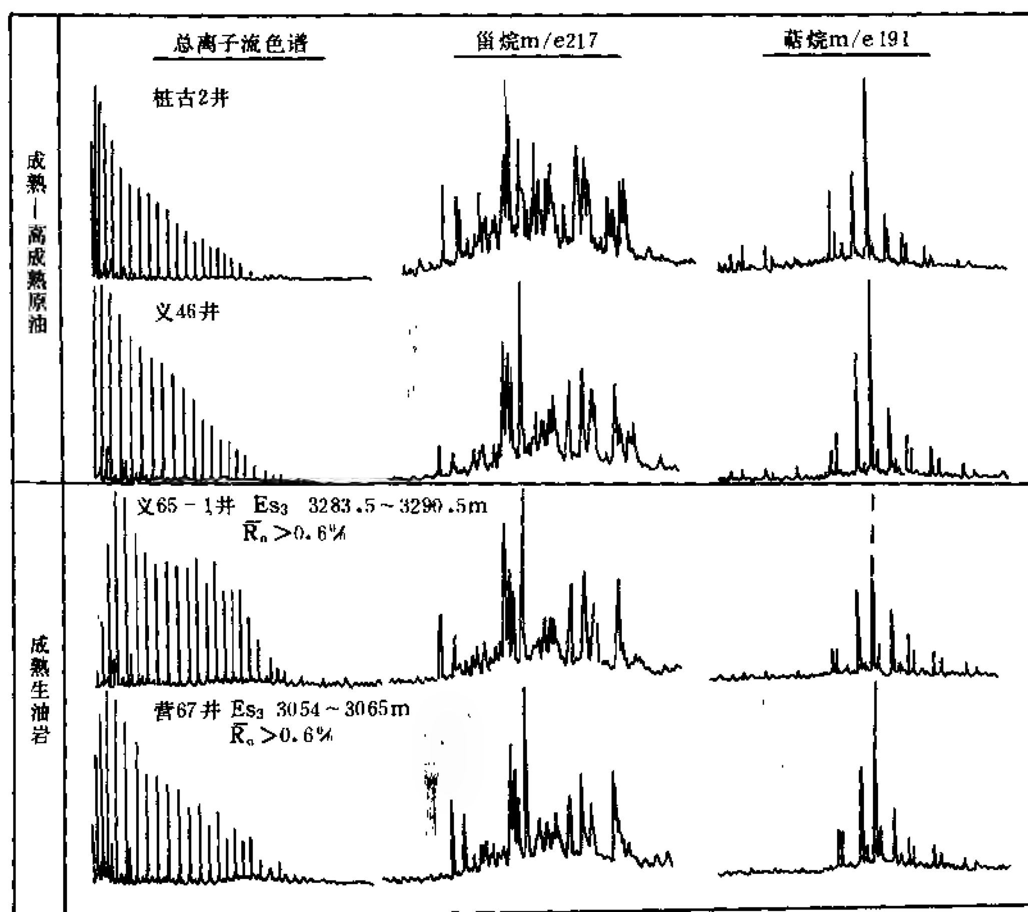


图1-6-59 济阳坳陷成熟—高成熟原油及沙三段成熟生油岩指纹图

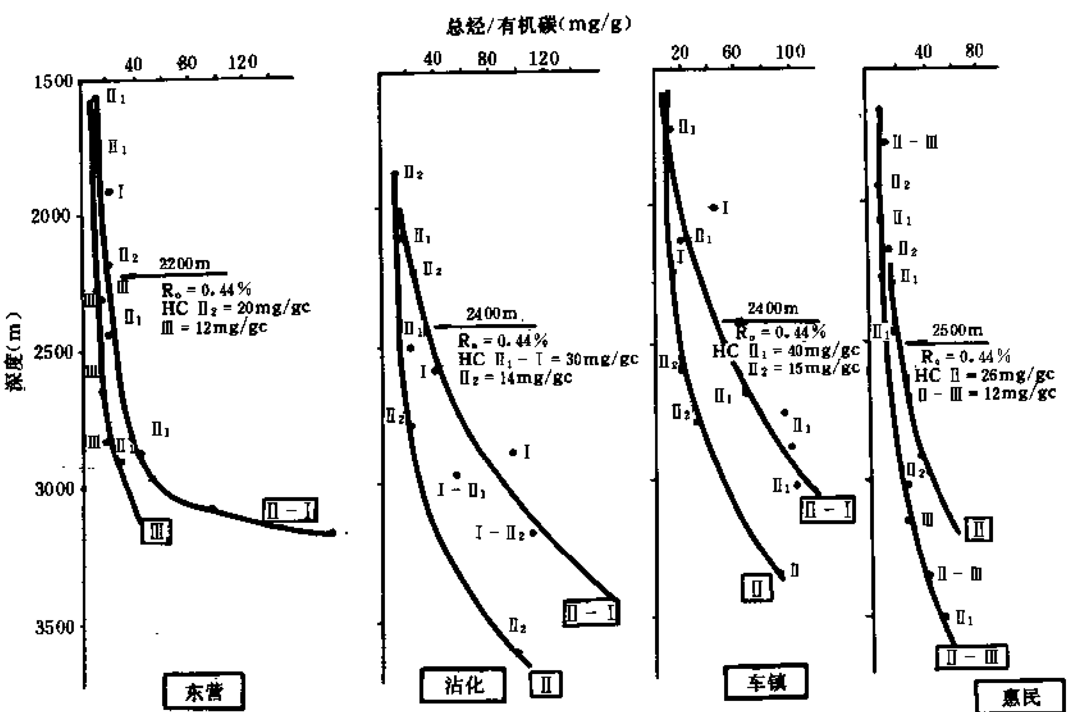


图 1-6-60 济阳坳陷不同凹陷沙三段生油岩自然演化剖面图

图1-6-61　济阳坳陷成熟生油岩等厚图

第六节　油气的运移与聚集

一、济阳坳陷生油量的测算

生油量的烃产率是一个三维或多维变量，它受控于温度（埋深）、时间和有机相等自变量。为得到较为准确的结果，西德维尔特教授和他共事的数学家提出用三维数字模拟方法研究地质发育史，确定压力和温度的演变过程及生油岩有机质的成熟、演化，并定量计算生油量。其数学模型概括了各种地质、地球化学因素，以计算机求解。我们已和西德KFA化学所协作，对惠民凹陷西部临邑地区的烃类潜力进行了评价，继而对整个济阳坳陷生油量进行了计算。为了对比计算结果，本文用氯仿沥青"A"方法计算总残余生油量，同时用累计烃产率法加以对比验证。

1.氯仿沥青"A"法

将剖面中灰色、深灰色泥页岩均作为生油岩统计，编制等值线图并计算其体积。再根据生油岩门限深度分三个成熟区分级计算出生油岩体积（表1-6-34和表1-6-35）。按照下列公式分级求残余生油量再相加汇总。

$$Q_i = A \cdot V \cdot D$$

式中　A——氯仿沥青"A"含量，以频率图求出；

V——体积；

D——泥岩密度（2.3吨／立方米）。

$$Q_{总} = Q_{\mathrm{I}} + Q_{\mathrm{II}} + Q_{\mathrm{III}}$$

表1-6-36列出各凹陷分级计算结果，其中东营凹陷Ⅰ级生油量占济阳坳陷总生油量的57.5%。表1-6-37列出各层段生油量，沙三段占总生油量的57.4%，是主要的生油岩。济阳坳陷总残余生油量为412.95亿吨，若加上后来计算的沾化凹陷油页岩生油为435.95亿吨。但此计算结果未考虑生油岩的成熟门限，将所有暗色泥岩均算为生油岩。如果从门限深度以下根据成熟生油岩等厚图测定出成熟生油岩体积，再按体积法公式计算，济阳坳陷沙三段成熟生油岩的生油量达百亿吨以上。

2.累积烃产率法

现代计算生油量方法中，常以有机质的烃产率（毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，烃即氯仿沥青"A"中的饱和烃+芳香烃组分）为计算的基本参数。体积法的公式可修改为：

$$Q = K \cdot C \cdot V \cdot D$$

式中　K——烃产率，毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$；

C——有机碳；

V——生油岩体积；

D——泥岩密度（取2.37吨／立方米）。

表 1-6-34 生油层分级特征数据表

	埋深(m)	氯仿"A"(%)	有机碳(%)	总烃含量(ppm)	级别
高成熟生油区	>3000	>0.4	>1.5	>1000	Ⅰ
成熟生油区	3000~2200	0.4~0.13	1.5~1.0	250~1000	Ⅱ
低成熟生油区	<2200	<0.13	<1.0	<250	Ⅲ

表 1-6-35 济阳坳陷暗色泥岩体积(km^3)分类汇总表

	Ⅰ级	Ⅱ级	Ⅲ级	合 计
东营凹陷	1371	287	1246	3904
沾化凹陷	191	223	582	996
车镇凹陷	83	394	604	1081
惠民凹陷	400	549	1483	2431
合 计	2045	2453	3915	8412

表 1-6-36 济阳坳陷生油量分类汇总表 (10^8t)

凹 陷	Ⅰ 级	Ⅱ 级	Ⅲ 级	合 计	%
东 营	146.5	58.42	32.36	237.28	57.5
沾 化	13.26	12.57	25.28	51.11	12.4
车 镇	3.95	17.74	17.71	39.4	9.5
惠 民	23.0	22.4	39.76	85.16	20.6
合 计	186.71	111.13	115.11	412.95	
%	45.2	26.9	27.9		

表 1-6-37 济阳坳陷生油量分层汇总表 (10^8t)

凹 陷	东营组	沙一段	沙二段	沙三段	沙四段	孔店组	合 计	%
东 营	2.74	16.68	9.06	148.8	59.82		237.28	57.45
沾 化	18.05	10.18	4.60	17.15	1.13		51.11	12.4
车 镇	10.07	5.92	4.59	18.08	0.73		39.4	9.54
惠 民	10.79	12.55	7.42	51.96	2.44		85.16	20.6
合 计	41.65	45.51	25.67	235.99	64.13	22.44	412.95 (435.39)	
%	10.08	11.02	6.0	57.4	15.5			

按此法计算济阳坳陷总残余生油量为214亿吨。济阳坳陷一般生油量氯仿沥青“A”含总烃50%左右，据沥青“A”法计算总残余生油量为412亿吨，若按总烃含量50%计算，两种方法计算结果是比较符合的。

二、生油岩的排烃和块断湖盆的油气运移

在块断湖盆中，由于有较广泛发育的冲积、洪积、河流三角洲的前缘砂体和生油中心部位泥质岩类间互的生储配置体系，因此，有必要研究生油层的厚度和油气排驱之间的定量关系。实践表明，生油岩单层厚度过大，仅在其上、下邻近储油层的生油层有利于烃类排驱（这部分生油层叫“有效生油层”）；而远离储油层的烃类则不易排出。根据对7口井生油岩单层厚度（7.5～42.5米）的研究，发现进入成熟门限的生油岩，其排烃情况受厚度影响。图1–6–62展示出，较厚的生油层下部往往有一个烃含量较高的点或带，分别向上、下储集层方向降低，而且以向上为主，表明了油气的排驱特征。观察结果概括为图1–6–63的模式。暂把本区生油岩排烃的上侵染带（上供油带）定为18米，而下侵染带（下供油带）定为4米，排烃的有效生油岩厚度为22米，以便进行统计和实际测算排烃量。

把七个生油层试验的结果，按实际深度绘图并和排烃前的曲线（该样品是取远离油层的生油岩夹层，假定是未排烃的）比较（图1–6–63），就可以得到2200～2800米主要成熟区的排烃面积。排烃区两条曲线对应样点的差值平均为0.165%，它代表本区在正常压实体系中生油岩单位体积的排烃能力，称为单排系数。在此基础上，具体考虑了济阳坳陷各凹陷及其次级洼陷沙三段生油岩的岩性特征、生储配置特征、有机质的含量、性质及演化，综合得出各凹陷单位体积排油量。然后按体积法计算有效生油量（即排烃量）为60.18亿吨。此数值与济阳坳陷沙三段成熟的总残余生油量132.27相加就可得原始生油量192.45亿吨。这样计算排烃系数应为31%。若以济阳总残余生油量为218.84亿吨计，则相应总排烃量为98.32亿吨。

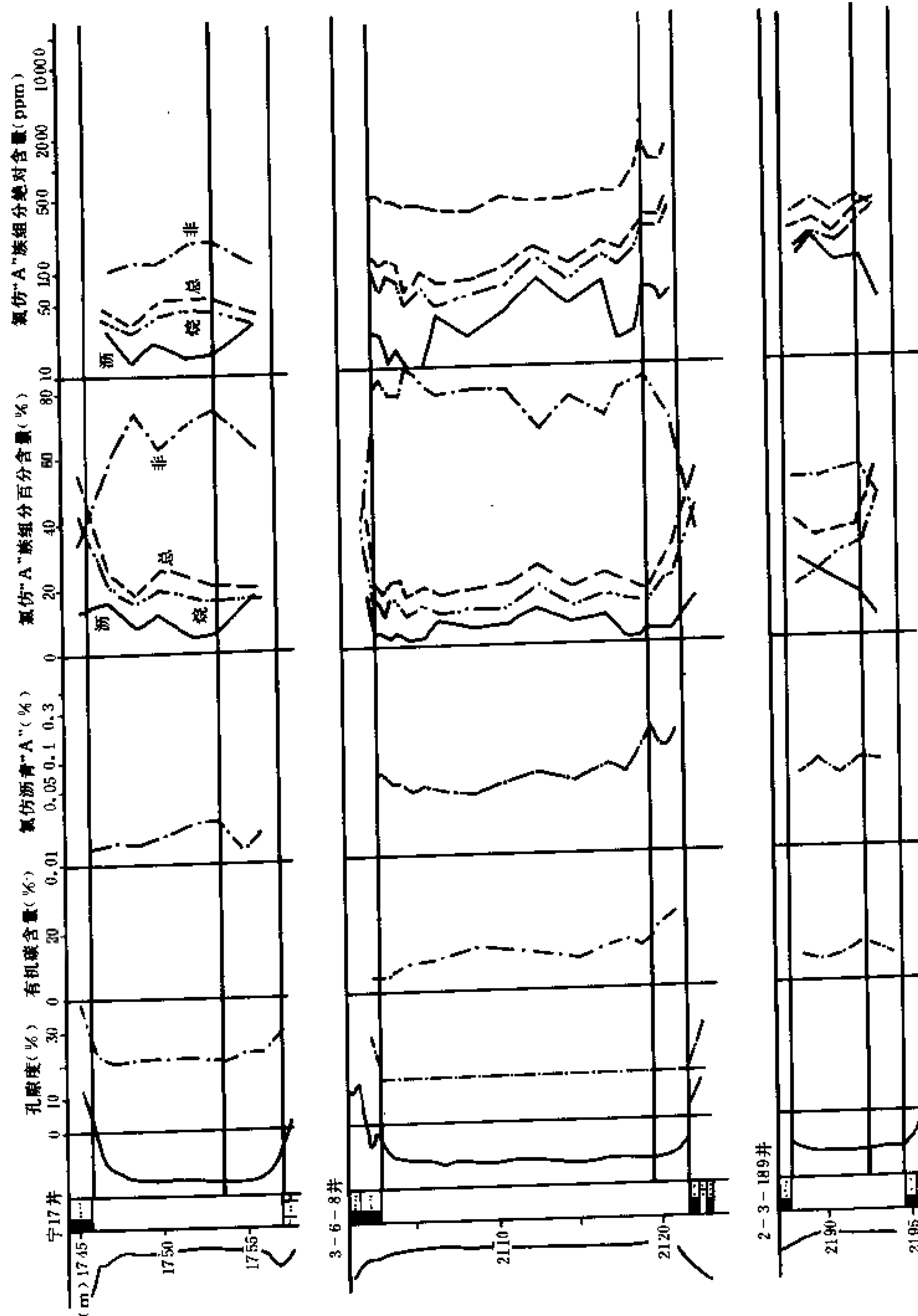
这种计算方法仅以“压实排驱”为前提。实际上，在块断盆地中，排入储集岩的烃类具有十分活跃的运移条件，如：

1）有巨大的上覆负荷压力。根据各凹陷的成油门限值，生油高峰普遍在3500米左右，压力相当于60兆帕以上，门限值附近的压力为44～50兆帕。

2）块断盆地一深二窄，其结果必然是地层倾角较陡。（表1–6–38、1–6–39）。在这种条件下，烃类依靠浮力在块断盆地北坡攀登凸起，在南斜坡长途跋涉直至盆地边缘，当然断裂和不整合面是相当重要的通道，形成了各种各样的油藏。这一点已经在勘探中证实。

表1–6–38　各凹陷南斜坡地层倾角数据表

凹　陷	第六标准层		第二标准层	
	最大倾角	最小倾角	最大倾角	最小倾角
东　营	9°	7.2°	5.0°	4.1°
惠　民	18°	7.0°	6.5°	4.8°
沾　化	10°	6.7°	6.0°	4.3°
车　镇	9°	7.5°	8.0°	5.0°


氯仿"A"族组分绝对含量(ppm)
氯仿"A"族组分百分含量(%)
氯仿沥青"A"(%)
有机碳含量(%)
孔隙度(%)
沥
烷
总
非
宁17井
3-6-8井
2-3-189井
(m)
1745
1750
1755
2110
2120
2190
2195

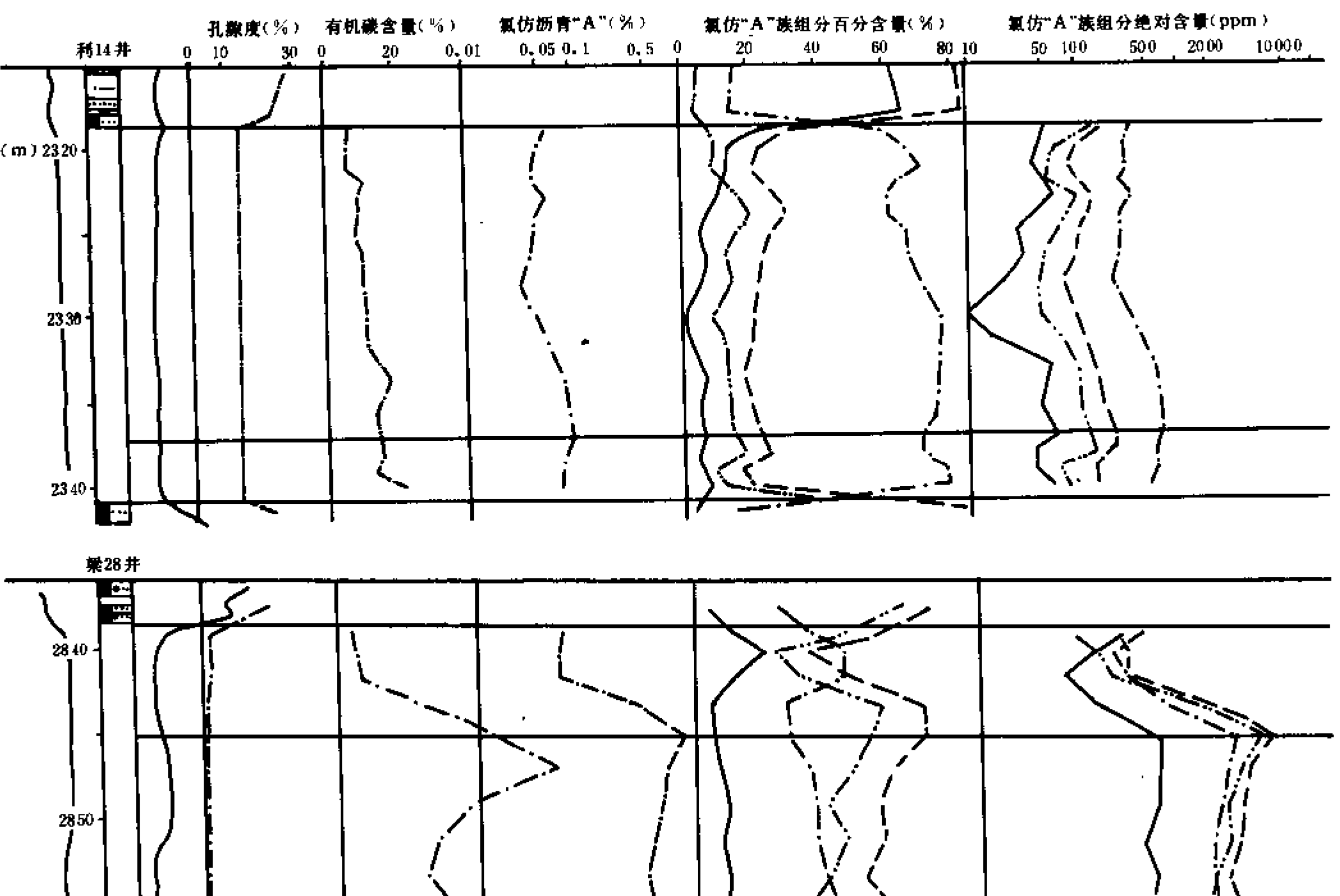


图 1-6-62 东营凹陷沙三段泥岩夹层排烃示意图

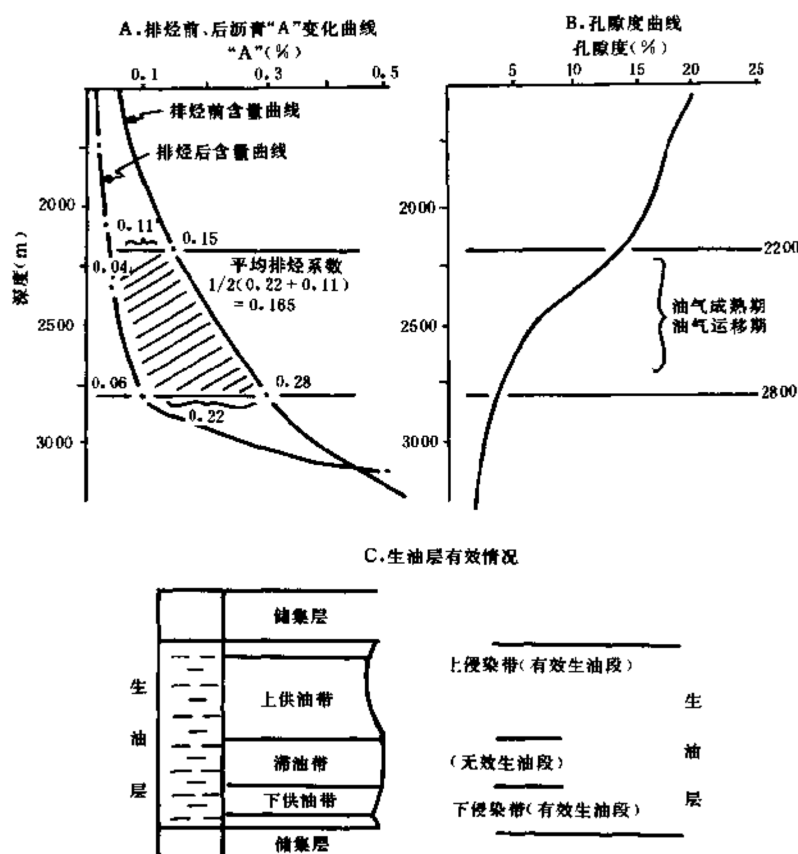


图 1-6-63　生油岩夹层排油模式图

A—排烃前、后"A"变化曲线；B—孔隙度曲线；C—生油层有效情况

表 1-6-39　各凹陷北坡地层倾角数据表

凹　陷	第六标准层		第二标准层	
	最大倾角	最小倾角	最大倾角	最小倾角
东　营	13°	10°	8.5°	6°
惠　民	19°	8°	16°	5.7°
沾　化	17°	9°	15°	8.5°
车　镇	16°	6°	14°	5°

3）块断凹陷的基本特点是断裂十分发育，而褶皱少见。断层常具有双重作用，它们既是油气运移的通道，又可形成断块圈闭油藏。同时，以张性为主导的正断层，从盆地深部到边缘，可以形成很多有利的生储配置，使深部油气可以运移到边部浅层，成为块断盆地纵横向地层广泛含油的格局。

4）沉积间断、不整合面也是油气的运移通道。本区自中生代以来，至少经历了五次区域性的构造运动，形成了多次沉积间断和多个不整合面，它们对油气的运移和聚集均起到良好的作用。由于具有上述四个条件，使断陷盆地中油气的一次运移和二次运移十分活跃，形成盆地中从内向外，从深到浅的油气有规律的聚集。

三、油气运移中烃类的分散和逸失量

在烃类的一次及二次运移途中，烃类呈分散状态分布于岩层中而未聚集成油藏部分，称为分散量。如含油水层、微含油、油迹、油斑砂岩和含油生物碎屑灰岩等，以及分散于水中和吸附在岩石表面的微量烃。另外还包括至今尚未运移出的烃类（即非有效生油岩所产生的烃类）。根据上述情况，分三类进行统计。

1）电测解释的含油水层、含水油层和可能油层，平均含油饱和度采用40%；

2）测井未解释的微含油砂岩层、油斑和油迹砂岩层，平均含油饱和度采用20%～30%；

3）未见直接油气显示的水层，测井显示有少量油气的，含油饱和度采用18%。分类统计出厚度后，画出等值线图，按体积计算分散量。计算出的各凹陷的分散量为：东营11.35亿吨、沾化3.31亿吨、车镇0.63亿吨、惠民0.56亿吨，合计15.85亿吨。这个结果只能表明在已勘探地区烃类的散失情况，不包括未探明地区。但值得思索的是济阳坳陷总散失量约15亿吨，如果这个数值可以参考，就能大致估算出济阳坳陷成熟生油岩的排出量和聚集量。

以上讨论了济阳坳陷石油的生成量、排出量和分散量的计算方法和结果。但还应考虑到由于构造抬升或是盖层不良受氧化等营力作用而逸失的数量，这也是定量评价中的重要问题。

渐新世末期，喜山运动东营幕表现比较强烈，导致馆陶组沉积前有一个较大的沉积间断。根据该区馆陶组的厚度（约600米），用沉积速度0.1毫米／年推算，大约只需600～700万年。中新世的地质时间应是1800万年左右，推测该沉积间断时间大约为1000万年。

根据各凹陷成油的门限深度，在馆陶组沉积时，沙三段下部及下伏生油岩埋深已进入成烃阶段。此期间，它们有足够的时间继续演化、成熟、排驱、运移、聚集以致形成油藏。但是，随着东营幕所产生的断裂和长时间的剥蚀，部分油气藏受到了一定破坏。例如，在济阳坳陷一些较深层位（2000～2300米以下）发现重质稠油油藏，如营8断块沙二下—沙三上段油藏、辛3井的稠油、孤古2井在2800米寒武系岩芯缝洞中所见的稠油，可能就是油藏破坏的残余物（图1–6–64）；另一方面由于长期沉积间断，使沙三段中部以上的主要生油岩埋藏较浅，使有机质的演化成熟作用受到抑制，直到上第三系开始沉积时，才接受了成熟演化。从而导致济阳坳陷生、运、聚油作用分为两种形式，即形成以下第三系有利生、储盖组合的油气聚集，和以上第三系发育的圈闭为主的油气聚集区（带），如孤岛、埕东等大、中型油田。研究认为，主要生油阶段是晚第三纪，由于明化镇组有500～600米厚的泥岩所覆盖，对油气起到良好的保护作用。可以认为，济阳坳陷生油岩排烃后的油气逸失量是可以忽略的。

四、关于聚集量和聚集系数

块断盆地油气聚集量的测算是目前正在研究的课题。聚集量既受生油量影响，又取决于排出、运移和油气保存的地质条件，是一个受多因素影响的变量。

目前，根据以下方法推算出聚集量和聚集系数。

即：

$$Q_{原始生油量}=Q_{残余生油量}+Q_{排出量}$$
$$Q_{排出量}=Q_{聚集量}+Q_{分散量}+Q_{逸失量}$$
$$Q_{聚集量}=Q_{排出量}-Q_{分散量}-Q_{逸失量}$$

济阳坳陷的聚集系数和大庆油田的最为接近，比排驱条件相对不良的盐湖生油（江汉）及储集层条件相对较差的陕甘宁盆地的聚集系数显然提高很多。计算表明，济阳坳陷有数十亿吨的石油资源，有较大的远景。

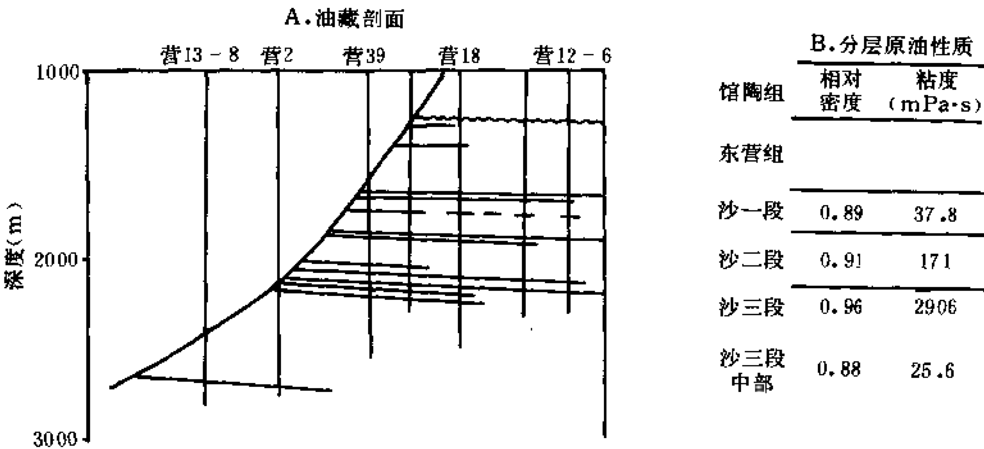


图 1-6-64　东营凹陷营 8 断块油藏剖面及分层原油性质图

第七章 储 集 岩

济阳坳陷的储集岩主要有五种类型：第三系碎屑岩、下第三系碳酸盐岩、下古生界碳酸盐岩、太古界变质岩，以及中、新生界火成岩。

第一节 第三系碎屑岩

济阳坳陷第三系碎屑岩储集层分布广泛，各凹陷各组段均有，但以沙三段上、沙二段、东营组及馆陶组中最为发育，岩性有细砾岩、砂岩及粉砂岩，其中以砂岩最为重要。

碎屑岩由四种基本部分组成，即碎屑颗粒、杂基（基质）、胶结物和孔隙。杂基和胶结物又可合称为填隙物。通过对各组分的研究，可以得到有关岩石成因、岩石物理性质等方面的资料，从而对储集层进行评价。

一、碎屑成分

第三系碎屑岩的碎屑成分比较复杂，除含有大量的各种陆源碎屑外，有些岩石还含有少量盆屑，即在盆地内部形成的碎屑颗粒。

（一）陆源碎屑

最常见的陆源碎屑物质有石英、长石、云母等矿物碎屑和各种岩屑，并有很少量的重矿物。

1.石英（包括单晶石英和燧石）

石英的一般含量在50%左右，高者可达60%，最低者还不足20%，它的含量变化主要取决于岩屑的多少。燧石含量较少，一般只有1%～2%，自下而上有减少的趋势，它可能主要来源于下古生界碳酸盐岩中的燧石条带或结核。

2.长石

长石一般含量约为30%～40%，斜长石和钾长石二者含量相近，或钾长石略占优势。大部分比较新鲜，少部分有中等绢云母化现象，极少量具高岭土化现象。长石的这种含量高、风化浅的特点，说明了物源近、且母岩多为花岗质片麻岩类，对于保持良好的储集性具有重要意义。

3.岩屑

岩屑含量一般在15%左右，但变化幅度大，低者含量甚微，高者可达50%以上。如近物源的洪积扇砾岩及水下扇砾岩，颗粒越粗，岩屑含量越高。同时受母岩性质的影响，如细砂岩的母岩以中生界火山岩为主，其岩屑含量也可达30%。

岩块种类甚多，主要受母岩控制，有变质岩、喷出岩、浅成侵入岩以及沉积岩。

4.片状矿物

片状矿物一般含量小于2%，以白云母为主，黑云母很少见。但在滨县凸起东南边缘和孤岛、孤东地区，有的砂岩中黑云母含量竟高达10%以上。这一特点与母岩（黑云母斜长片麻岩）中含有较多黑云母、搬运距离短、堆积速度快有直接关系。

5.方解石及白云石

一般的碎屑岩中不含或偶见方解石及白云石碎屑。在局部地区，有个别层位的碎屑岩含较多的方解石和白云石。如沾化凹陷南坡罗家断鼻带沙四段的某些砂岩属于这种类型，其母岩为陈家庄凸起北坡的下古生界碳酸盐岩，属于干燥气候下快速侵蚀、搬运和沉积的产物。

6.重矿物

重矿物的含量一般不超过1%，但种类颇多，且在纵向上有明显的变化趋势。从下第三系到上第三系，不稳定矿物绿帘石及角闪石明显增多，而稳定矿物锆石、电气石及金红石等的相对含量明显降低。重矿物种类和含量变化，特别是标型特征的变化，反映了母岩性质。如胜坨油田沙二段上所见的有色自形锆石，是来自陈家庄凸起上的片麻岩，是近物源的重矿物。此外，重矿物含量的变化还受到层内溶解作用的影响，特别是不稳定重矿物角闪石和绿帘石，在深埋条件下，当地温高于65～75℃，就被溶解或交代，使重矿物大大减少。

（二）盆屑

盆屑是在盆地内部形成的。成分有：碳酸盐矿物，可称为异化颗粒；泥质和砂质，分别称为泥屑和砂质内碎屑。这几种盆屑出现的几率和数量虽不高，却是识别沉积相的重要标志。

1.异化颗粒

见有鲕粒、内碎屑和生物化石。

鲕粒几乎均为表鲕，中心体多为陆源碎屑，偶见生物碎片和内碎屑；鲕皮有隐晶白云质的，也有隐晶灰质的。形成于湖岸带附近，在沙一段和沙三段上的某些砂层中时有出现。

内碎屑以砂屑为主，也见有砾屑及粉屑，成分为隐晶白云质或泥灰质，多出现在浅湖相和滨湖相的某些砂岩中。

生物化石以螺和介形虫较多见，蚌类较少，尚见脊椎动物骨屑和甲片，成分为胶磷矿。此外，还见有轮藻。未见海相化石。这些生物化石出现于湖相砂岩中，河床砂中难以见到。

2.同生泥屑

见有砾级和砂级大小的同生泥屑，多呈饼状或扁平碎屑状。有时呈撕裂片状，轮廓不明显。同生泥屑常见于河道砂层的下部。撕裂屑常见于沙三段中下部的浊积砂岩中，因而可作为一种辅助的指相标志。

3.砂质内碎屑

砂质内碎屑是由陆源砂层在准同生条件下经块体搬运作用后再沉积而形成。其大小可由砾级到粉砂级，形状多变，有的外形不规则，有的为浑圆状的砂团。在局部的砂质内碎屑结构中，其颗粒组分之间有相对特定的关系。呈悬浮状，没有碰撞和转动，表现了屈服强度支撑的特点。砂质内碎屑和撕裂屑是识别泥石流沉积的重要标志。在沙三中沉积时期，这样的泥石流碎屑岩体广泛地分布于东营湖盆的较深部位。

二、填隙物的成分

填隙物包括杂基和胶结物。杂基和胶结物在成因上是截然不同的，但在成分上可以相同也可以不同。填隙物和颗粒的相对含量和相互关系变化很大，形成不同的胶结类型。本区最好的砂岩油层都是填隙物含量少的具有孔隙式或接触式胶结类型的砂层。

（一）粘土矿物

岩石中的粘土矿物含量变化大，多数都在15%以下，对岩石的原生孔隙影响较小。根据X衍射和扫描电镜分析，粘土矿物的成分有蒙皂石、伊利石、高岭石、绿泥石及混层粘土矿物。其中既有构成杂基的他生粘土矿物，也有构成胶结物的自生高岭石、自生伊利石和

绿泥石，二者的相对含量不易确定。

1.蒙皂石

多见于东营组以上的砂岩中，覆于砂粒表面，呈膜状或孔隙衬边分布，占粘土矿物总量的 50%以上。

2.自生高岭石

多见于沙河街组的砂岩中，在沙三段中、上部有的井段，其含量可占粘土矿物的 50%以上。多呈形态极为规则的蠕虫状集合体或书页状集合体，赋存于粒间孔隙中，一般不堵塞孔喉。随着埋深增加，晶粒集合体相应变大，可在薄片中鉴别。在深层随温度增高，高岭石转化为伊利石，如营 67 井 3068.7 米以下就见到这种转化现象。根据 Hoffman，J. (1979) 的研究，该转化温度为 130～150℃。对于自生高岭石形成的温度，也有学者曾进行过研究，Franks，S.G. (1984) 根据氧同位素分析提出的温度估计值为>70℃。

3.伊利石

为砂岩中常见的粘土矿物，一般占粘土矿物的 20%，在深层其含量可达 90%以上。如义 65—4—2 井 3230～3309 米井段 X 衍射的分析资料，除有 10%的混层粘土矿物外，其余均为伊利石，没有高岭石。这类伊利石有的可能是随温度增高由高岭石转化形成的。

4.绿泥石

含量较少，一般占粘土矿物总量的 5%以下，仅个别层段可高达 20%，如万 3—7 井 2894～2944 米井段。

5.伊利石／蒙皂石混层粘土矿物

普遍可见，在沙河街组砂层中一般含量占粘土矿物的 15%～35%，其中可膨胀性粘土矿物约 20%，较其上覆地层中的含量大大减少。馆陶组混层粘土矿物中蒙皂石在 90%以上。

（二）碳酸盐矿物

碳酸盐矿物种类较多，既有沉积期或准同生期形成的泥晶（隐晶）碳酸盐矿物，又有成岩期形成的各种亮晶碳酸盐矿物。

隐晶碳酸盐矿物有方解石、白云石及菱铁矿，反映沉积环境属于湖相（表 1–7–1），为水下沉积物的标志，相当于杂基组分。含隐晶碳酸盐矿物的砂岩多见于沙河街组。

亮晶碳酸盐胶结物有方解石、含铁方解石、白云石及含铁白云石。结构类型多，栉壳状方解石及白云石，是成岩早期形成的；嵌晶状方解石及白云石，有的是在压实作用以前形成的；有的晶体富含铁的方解石及白云石，大部分形成较晚，形成温度较高，据 Franks，S.G. (1984) 估算>100℃，可作为矿物温度计。

片钠铝石，为自生的含水钠铝碳酸盐矿物，其理论分子式为 $NaAlCO_3(OH)_2$。见于滨南油田沙四段二氧化碳气顶油藏的砂岩中。主要有两种产状：一种呈纤维状，交代多种碎屑成分及成岩矿物方解石、白云石和高岭石；另一种充填粒间孔隙，最长可达 350 微米，受其他成岩矿物限制，形成最晚。其产状及在气层中的分布特点表明，二氧化碳的存在是形成片钠铝石的必要条件。它是烃类聚集后形成的一种自生矿物。

（三）碎屑石英增生（次生加大）

碎屑石英次生加大为常见的氧化硅胶结现象。在一般地温区，深度大于 1700 米开始出现，随埋深增加而增强。为了易于鉴定，可划分成强弱两级。弱石英加大边很窄，一般小于 10 微米，且不连续，只在扫描电镜下容易见到。强石英次生加大在薄片中明显可见，被加

表 1-7-1　第三系砂岩成因类型及岩矿标志

岩矿标志 \ 成因类型			洪积砂岩	主河道砂岩	分流河道砂岩	河口坝砂岩	滨湖砂岩	浅湖砂岩	水下扇砂岩	浊积砂岩
陆源碎屑	结构	粒度范围	砾—粉砂	粗—细砂为主	细砂为主	细砂—粗粉砂为主	粗—细砂为主	粗粉—细砂为主	砾—粉砂	粉细砂为主
		分选性	差	差—中等	中等为主	中—好	中—差	中—好	中—差	差—中
		磨圆度	次棱—棱角状	次棱角状	次棱角状	次圆—次棱角状	次棱角状	次圆—次棱角状	次棱角状	次棱角状
	成分	石英	常少于 30%	40%左右	50%左右	55%左右	45%左右	55%左右	45%左右	50%左右
		长石	含量变化较大	30%左右	35%左右	35%左右	30%左右	30%左右	25%—35%	35%左右
		岩屑	20%～90%	30%左右	15%左右	一般＜15%	25%左右	15%左右	15%～30%	15%左右
盆屑	碳酸盐质		无	无	无	易见介形虫碎片、粉屑和砂屑	砂砾屑、表鲕、螺、介形虫	砂屑、粉屑、表鲕、介形虫等	偶有介形虫、螺	偶有介形虫碎片
	磷质		无	无	偶见	鱼骨、鱼鳞	鱼骨、鱼鳞	鱼骨、鱼鳞	偶有鱼骨、鳞	偶有鱼骨、鳞
	泥质		有时见泥砾	易见泥砾	可见砂级泥屑	难见	偶有砂砾级泥屑	一般无	常见	易见撕裂屑
填隙物质	碳酸盐质		无	无	偶有菱铁矿	灰质、白云质、菱铁矿 1%～10%	灰质、白云质可达 30%	白云质菱铁矿 10%左右	白云质 1%～15%	显微晶白云石 1%～5%
	泥质		常＞20%	一般＜10%	10%～20%	5%左右	10%左右	15%左右	5%～10%	5%～20%
砂岩岩性			砾质硬砂岩为主	中粗粒或含砾不等粒硬砂岩为主	长石砂岩为主	长石粉细砂岩为主	长石砂岩及硬砂岩	长石粉细砂岩为主	长石砂岩为主	长石砂岩、粉砂岩
沉积构造			块状为主	大型斜层理、交错层理为主	斜层理及交错层理	易见爬升层理低角度斜层理	微波状及交错层理较发育	微波状、平行层理发育	递变层理	易见平行层理、滑动变形层理、泄水构造
沉积韵律			微显正	正	正	反	正或反	反	正	正或反

大的颗粒多，加大边宽，多为20～50微米，包边连续。它的形成还与岩性有关，在非渗透的杂砂岩中不发育，说明它是由砂岩孔隙中所含的环流硅溶液沉淀而形成的。许多学者的研究表明，石英加大的形成与地温有关，弱石英加大形成的温度>60℃，强石英次生加大形成的温度大于94℃。石英增生可作为矿物温度计。我们根据地热梯度，对18口井强石英次生加大开始出现深度的相应地温进行了计算（表1–7–2），确定其形成温度大于90±5℃。

表1–7–2 强石英加大及阶状石榴石开始形成的地温

井号	岩矿分析		最高出现深度（m）		地温梯度（℃／100m）	阶状石榴石的形成温度（℃）	石英加大的形成温度（℃）
	井段（m）	数量（个）	石英加大	阶状石榴石			
滨52井	1449～1646.39	90	1468.78	1478.72	4.6	82.5	82.1
滨16井	1055～1641.20	215	1490.8	1465.24	4.6	81.9	83.1
滨1井	1455～1720	55	1509.6	1507.5	4.6	83.8	83.9
滨14井	1531～1687	36	1582.2	1603	4.6	88.2	87.3
滨10井	2302～2775	44	2024	2302	3.6	97.3	87.4
纯11井	2217～2322	106	2227	2229	3.6	94.7	94.6
通9井	1052.5～1996.5	47		1813.5	4.0	87.0	
通5井	1884～3060	207	2308.5	2327.7	3.4	92.6	93.3
纯17井	2250.07～2383.07	58	2253.72	2364.35	3.4	94.9	91.1
通7井	1722～2635	75		2151	3.6	91.9	
永1井	1689.5～2230.31	33		2030.5	3.4	87.6	
3–5–11井	1850～2382.8	339	2278.2	2131.7	3.6	91.2	96.2
3–4–13井	1863.85～2263.24	264	2048	2133	3.6	91.3	88.2
垦9井	2424～2690	32	2633	2662	3.0	94.0	93.2
义11井	2720～3024	49	2722		3.0		96.1
渤92井	2392～2881	80	2492	2441.6	3.3	96.4	95.0
义13井	2291.5～2820.5	14		2724	3.0	96.2	
义9井	2681～3157.6	30	2681	2681	3.0	94.9	94.9

（四）含硫的自生成岩矿物

本区第三系碎屑岩中所见的这类矿物有石膏、硬石膏、重晶石、天青石及黄铁矿。

明化镇组底部砂岩为石膏胶结，多具有嵌晶结构。沙四段及孔店组砂岩以硬石膏为主要胶结物。重晶石及天青石见于沙河街组砂岩中，个别样品含量较高，可具嵌晶结构，如义32井沙三段砂岩储集层的顶部所见。黄铁矿在个别砂岩中含量较高，呈凝块状胶结物，在一般砂岩中含量低于1%。

（五）其他自生轻矿物

主要有沸石、自生长石、海绿石。昌潍地区的孔店组砂岩有浊沸石胶结物。海绿石含量极少，仅在各地区各层位的砂岩中偶有发现。自生长石多以增生的产状出现，其分布与自生石英加大相似。局部地区较多。

此外，在东营凹陷中部沙四段的蓝灰色泥岩层中见过多种盐类矿物，已确定的有石盐、杂卤石及钙芒硝，与硬石膏层共生。这类矿物的存在对寻找蒸发盐类矿产是有意义的。

（六）其他自生的重矿物

主要有锐钛矿、板钛矿、钙钛矿及自生的阶状石榴石。自生的含钛矿物仅见于个别样品中，很少连续出现。

自生阶状石榴石分布广，具有极为规则的阶面结构。根据扫描电镜下的观察并结合能谱分析资料，可以确定它是自生成因，而不是多数学者所说的溶蚀成因。这种石榴石表面结构特殊，所有的晶面极为规则，面平、棱直、角尖、没有任何溶蚀成因的标志。能谱显示的阶面成分均为 Si，Al，Fe，相当于铁铝石榴石的成分，也说明为自生成因。阶状石榴石的分布井段受地温梯度及深度控制。根据 19 口井阶状石榴石开始出现的深度计算，有 82%的井阶状石榴石的形成温度为 87～97℃，故其开始形成温度可表示为 92±5℃。此外，根据 18 口井资料的统计，阶状石榴石和强石英次生加大出现深度的线性关系相似，它们开始形成的温度范围很接近，只是后者略偏低，为 90±5℃。因此认为这两种自生矿物都是较好的矿物温度计，是划分碎屑岩埋藏成岩带的良好标志。

三、砂岩的类型及母岩性质

区内第三系碎屑岩储集层中砂岩占绝对优势，细砾岩极少。因此，以砂岩为主要研究对象。以下对砂岩的成分类型、成因类型及物源区等重要问题进行初步探讨。

（一）砂岩的成分类型

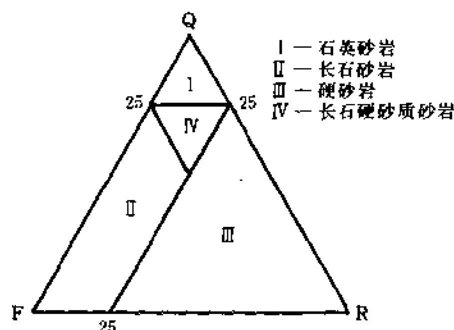


图 1-7-1 砂岩分类图

我们采用三组分体系（图 1-7-1）划分砂岩的成分类型。其中 Q 端元代表稳定组分单晶石英和燧石；F 端元代表较不稳定组分长石；R 端元代表最不稳定组分，包括各类岩屑、暗色矿物、碳酸盐矿物碎屑等。定名时，首先考虑最稳定组分和最不稳定组分的含量：石英＞75%时，定名为石英砂岩；岩屑＞25%时，定名为硬砂岩（或称岩屑砂岩）；若岩块＜25%，而长石＞25%时，则定名为长石砂岩；若三者都未达要求含量，则定名为长石硬砂质砂岩。

研究区第三系的砂岩中没有石英砂岩，而以长石砂岩为主，其次为硬砂岩，而硬砂质长石砂岩较少。

1.长石砂岩

在本区分布最广，粒度一般为中—细砂和粗粉砂，磨圆度差，多为次棱角状，随相变而略有区别。碎屑成分变化不大，一般石英占 45%～55%，长石 30%～40%，岩块 10%～20%。钾长石和斜长石含量相近。绝大多数钾长石十分新鲜，见有双晶的微斜长石表面洁净。斜长石一般只有较浅的绢云母化，这表明长石没有经过强烈的化学风化作用和长距离的

搬运磨蚀，多为第一轮回的产物。这类新鲜的长石对原油的吸附作用较小，岩石物理性质受填隙物成分和含量影响，当填隙物含量较少时，具有较好的储集性；当胶结物含量较多时，堵塞岩石的孔隙及喉道，使孔隙度及渗透率大大降低，特别是埋藏深的沙三段中以下的砂层，储集性较差。

2.硬砂岩（或称岩屑砂岩）

区内硬砂岩仅占碎屑岩的10%～20%，一般具有含砾不等粒结构，或中—粗粒结构，而细粒结构者较少。岩屑含量多在25%～35%，有时可高达50%以上。由于含可塑性岩屑较少，受压实作用影响不很大，仍具有较高的孔隙度和渗透率，在储集特征方面与长石砂岩没有显著差别，故仍为不可忽视的储集岩。

硬砂岩多出现在近物源区的洪积扇、河床、滨湖及近陡岸的浊积扇沉积中。在陈家庄凸起北坡的罗家地区，沙四段上部地层中的硬砂岩，其碎屑颗粒主要是白云石碎屑，伴有少量碳酸盐岩屑及方解石碎屑，而石英和长石等硅质矿物为次要成分。白云石碎屑在岩石中大量出现，说明当时气候干燥，剥蚀区地形陡峻，物理风化占主导地位，母岩剥蚀迅速，白云石经短距离搬运后就近快速堆积而成。有人将这类岩石称为碎屑白云岩。

3.长石硬砂质砂岩

长石硬砂质砂岩的特征，介于上述两种砂岩之间，但这类砂岩数量不多。

（二）砂岩的成因类型及标志

本区第三系砂岩均属陆相。根据砂岩的陆源碎屑、盆屑及填隙物质的结构和成因以及砂岩的成分类型、沉积构造和沉积韵律，可划分出八种成因类型，即：洪积砂岩、主河道砂岩、分流河道砂岩、河口坝砂岩、滨湖砂岩、浅湖砂岩、水下扇砂岩及浊积砂岩（参见表1-7-1）。研究砂岩的成因类型，有助于对砂岩储集层的规模及展布进行评价和预测。

（三）母岩性质

根据砂岩的成分类型、陆源碎屑成分以及基岩资料，认为第三系砂岩的主要母岩是太古界片麻岩，其次有中生界的火山岩及古生界的各种沉积岩。

本区大部分砂岩含有大量新鲜的次棱角状长石及变质岩块，属第一轮回的长石砂岩。从长石砂岩的分布和钻遇片麻岩的凸起在空间上关系密切来看，表明太古界片麻岩是第三系砂岩的主要母岩。

此外，还有其他母岩，成分十分复杂。不同地区、不同层段的情况往往不同。如位于沾化凹陷南坡的罗家地区，沙四段碎屑岩中的岩屑成分主要为中酸性喷出岩、古生界的石灰岩、白云岩、砂岩及泥岩等。这说明其母岩主要是中生界喷出岩类及古生界的沉积岩类，陈家庄凸起北坡为其物源区。东营凹陷北部胜坨油田，沙三段上部的碎屑岩中，也有较多中酸性的喷出岩和古生界的沉积岩岩屑；而在沙二段碎屑岩中则以变质岩块为主。又根据重矿物锆石的标型特征研究，其物源也为北边的陈家庄凸起。

四、砂岩粒度对储集性能的影响

大量的数据表明，孔隙度基本上不受颗粒平均粒径即中值（Md）的影响（图1-7-2），但随分选系数（S_o）变小而增大（图1-7-3）；渗透率不但与S_o有关，而且与Md的关系很密切（图1-7-4；图1-7-5），即分选好、平均粒径大的砂岩渗透率高。在一般情况下，孔隙度高的砂岩，其渗透率也高；但当渗透率大于5000×10^{-3}二次方微米时，孔隙度不随渗透率相应升高（图1-7-6），这是因为渗透率受中值影响大，而孔隙度基本上不受中值影响所造成的。

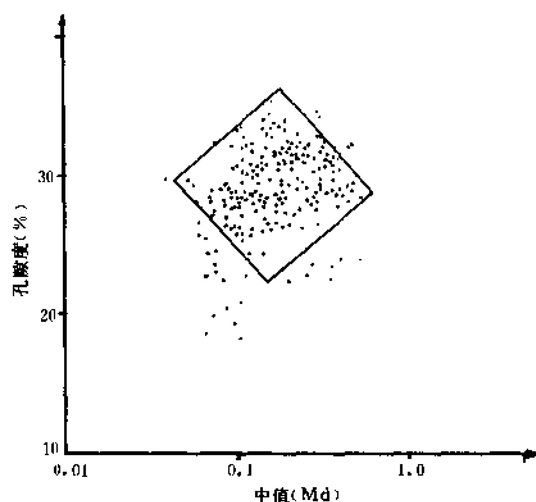


图 1-7-2 粒度中值与孔隙度的关系图

(据坨 31 井 R_{CO_3} <2%的样品)

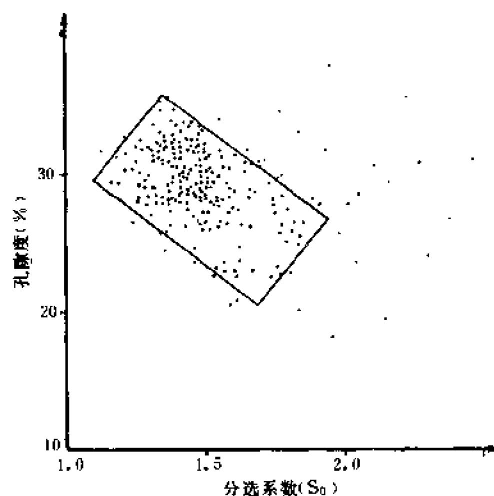


图 1-7-3 粒度分选系数与孔隙度的关系图

(据坨 31 井 R_{CO_3} <2%的样品)

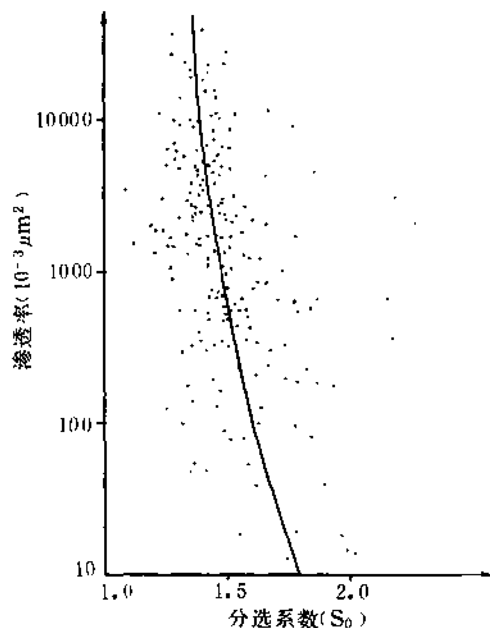


图 1-7-4 粒度分选系数与渗透率的关系图

(据坨 31 井 R_{CO_3} <2%的样品)

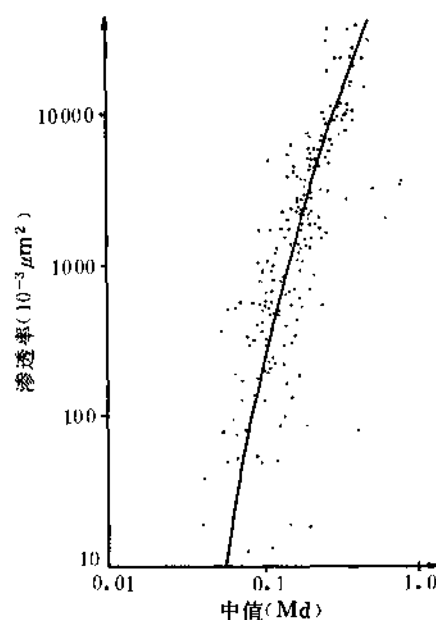


图 1-7-5 粒度中值与渗透率的关系图

(据坨 31 井 R_{CO_3} <2%的样品)

五、成岩作用类型、成岩史与次生孔隙

成岩作用包括沉积物沉积后直到变质或风化以前在岩层内部发生的所有变化。本区第三系碎屑岩储集层绝大部分都在 1000 米以下，其中大部分是在 2000 米以下，最深可在 3500 米以下。由于多种成岩作用的影响和改造，对孔隙的形成和分布起到重要的控制作用。

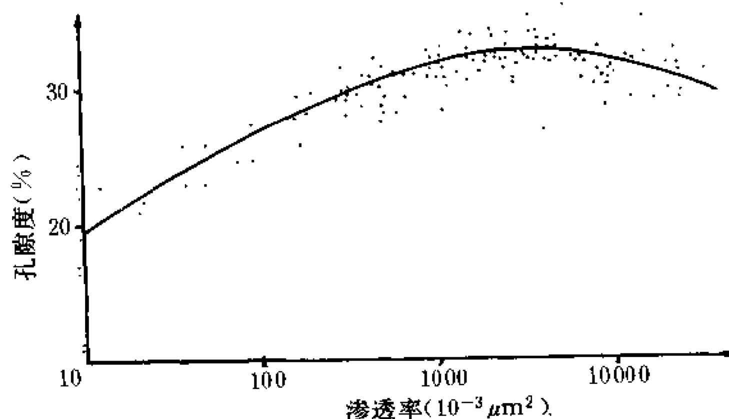


图 1-7-6 孔隙度与渗透率的关系图
(据坨 31 井 R_{CO_3} <2%的样品)

(一) 成岩作用类型

第三系砂岩的成岩作用主要有五类，即压实作用、胶结作用、交代作用、自生矿物的形成作用及溶解作用。有的成岩作用类型中又包括许多成岩现象（表 1-7-3)。

表 1-7-3 主要成岩作用类型及现象

成岩作用类型		现象	对孔隙的影响
压实作用		柔性碎屑变形、脆性矿物破碎、片状矿物定向	减少孔隙
胶结作用	早期碳酸盐	嵌晶状方解石和白云石、栉壳状方解石及白云石	减少孔隙
胶结作用	晚期碳酸盐	晶粒状方解石、白云石、铁方解石、铁白云石及纤维状片钠铝石	减少孔隙
胶结作用	早期石膏	嵌晶状（仅见于浅层 Nm 底部）	减少孔隙
胶结作用	晚期硬石膏	嵌晶状及晶粒状	减少孔隙
胶结作用	石英加大	可分为强弱两级（均属晚期成岩）	减少孔隙
胶结作用	自生高岭石	书页状及蠕虫状（均属晚期成岩）	减少孔隙
胶结作用	自生伊利石	片状及毛发状（均属晚期成岩）	减少孔隙
交代作用（交代碎屑及填隙物）		各种粒状及嵌晶状方解石化及白云石化 硬石膏化及片钠铝石化	减少孔隙
自生矿物的形成作用		长石加大、阶状石榴石、重晶石、天青石、黄铁矿 锐钛矿、板钛矿、沸石类	减少孔隙
溶蚀作用		溶解各种碳酸盐胶结物 溶解各种长石及其他碎屑颗粒 溶解不稳定重矿物绿帘石及角闪石 （形成溶孔）	增加孔隙

(二) 成岩史

在济阳坳陷，不同埋深的碎屑岩所经历的成岩变化不同，对储集性有着不同程度的影响。以东营凹陷沙三段上部砂岩为例（图 1-7-7），随埋深的加大，成岩变化有一定的规律。现将其成岩史概述如下：

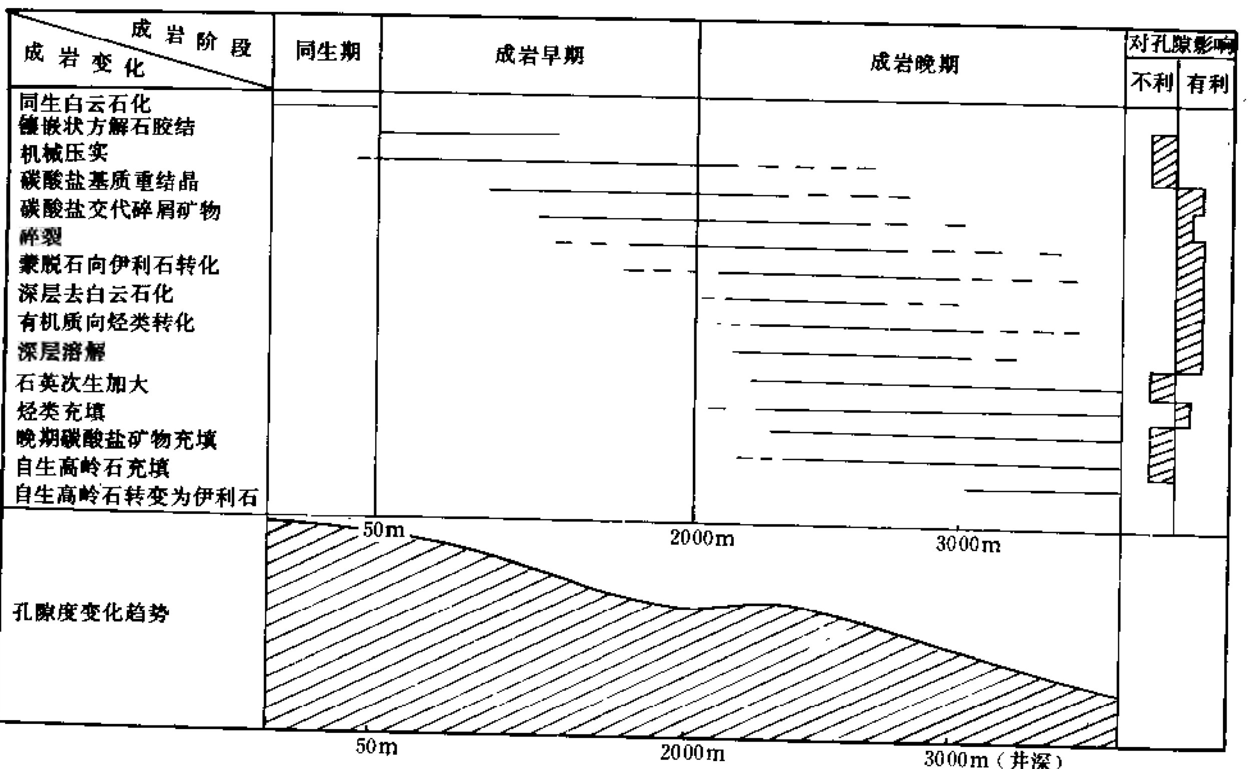


图 1-7-7　东营凹陷下第三系沙二段上部砂岩成岩变化图

1）埋藏后的碎屑物在孔隙水的影响下，逐渐发生胶结作用。随着含有大量Ca^{2+}和HCO_3^-的孔隙水逐渐浓缩和pH值增高而缓慢地结晶出方解石，形成属于成岩早期的镶嵌状方解石，充填原生孔隙，使碎屑物不再压实。

2）碎屑物被埋于一定的深度后，产生机械压实，使原生孔隙降低，这对泥质含量高的砂岩影响较大。压实作用主要发生在成岩早期。

3）随着埋深的加大，温度和压力的不断增高，使碳酸盐基质重结晶，并产生晶间孔隙。

4）自从碳酸盐胶结物形成以后，就开始交代碎屑，其中，长石较石英易被交代，而交代矿物易溶解，有利于形成次生孔隙。

5）与砂层相间的泥质沉积物，往往含有大量蒙皂石。在成岩过程中，蒙皂石吸收K^+，逐渐转化为伊利石，释出Ca、Mg、Si、Fe等离子，并排出水，这种水溶液有利于形成石英加大，并为形成晚期碳酸盐胶结物提供Ca、Mg、Fe等离子。

6）由于砂岩孔隙水性质的改变，在深层产生去白云石化，可在薄片中见有粗大的铁方解石晶体内含有残存的隐晶白云石；在扫描电镜下见粗大铁方解石晶体内含有自形白云石假晶。这种铁方解石较白云石易溶，有利于形成次生孔隙。

7）在地下深处，碳酸盐矿物和斜长石等不稳定硅酸盐矿物，可溶解形成次生孔隙。如胜坨油田3—5—11井2173.7米的斜长石是被含铁白云石交代后溶解的；2185.3米的斜长石没有交代的痕迹，可能是直接溶解的。

当碳酸盐溶解时，溶液中的硅质随着pH值降低，还可以形成石英次生加大，缩小储油孔隙。

8）溶解的次生孔隙形成后，可被原油充填，使成岩作用终止；如未被原油充填，在孔隙水的作用下，将继续进行成岩变化。由于水中各种离子浓度变化的影响，先后结晶出铁白云石、铁方解石、无铁白云石和含铁白云石。当孔隙水的pH值大于9时，硅酸盐矿物却在缓慢地溶解；当pH值降低时，以正、偏硅酸$H_2SiO_4^0$、$H_3SiO_4^-$、$H_2SiO_4^{2-}$等形式溶解的氧化硅和以偏铝酸根AlO_2^-形式溶解的氧化铝化合结晶，形成高岭石充填于残留的孔隙中。如营19井2165米的砂岩次生孔隙中就有上述几种晚期成岩矿物依次充填的现象。当温度上升到130℃以上时，高岭石则转化为比较稳定的伊利石。

上述成岩史是一个简化的理想过程，实际情况要复杂得多。从以上过程可以看出：随着埋深的增加，较强的机械压实作用和胶结作用使砂岩中的原生孔隙逐渐降低，不利于深部形成好油层；然而，深部溶解作用产生的次生孔隙却能提高某些砂岩的有效孔隙度，为深部储油物性变好创造了条件。

（三）次生孔隙的类型及分布规律

区内第三系砂岩成岩作用弱，但次生孔隙发育。许多油层或多或少都有次生孔隙，其中有些油层以次生孔隙为主，有些油层完全为次生孔隙储油。由此可见，研究本区的次生孔隙具有重要意义。

1.次生孔隙的结构类型

应用偏光显微镜、实体显微镜及扫描电子显微镜等仪器，对第三系砂岩标本、薄片、铸体薄片、砂粒表面进行仔细观察，确定出12种识别次生孔隙的标志：即部分溶解、受溶蚀颗粒和过量孔隙、溶蚀残骸、铸模孔隙、贴粒孔隙、残余胶结物或基质、伸长型孔隙、不均匀性填集、超粒大孔隙、油浸基质或胶结物、破碎颗粒及岩石裂缝。上述标志，尤其是溶蚀

形成的标志，很少单独出现。若找到多种标志时，就可以准确地识别次生孔隙。

本区砂岩的次生孔隙结构可划分成七种基本类型：

(1) 次生粒间孔隙　是陆屑间的孔隙，偶而有陆屑与盆屑间孔隙。当无溶蚀残余的碳酸盐时，不易与原生粒间孔隙区分。

(2) 铸模孔隙　是陆源碎屑及少量盆屑和骨屑的溶孔。

(3) 组分内孔隙　即碎屑颗粒内和胶结物内的溶孔，如长石、燧石、岩屑、生物化石颗粒和铁方解石胶结物内溶孔。

(4) 超粒大孔隙　是指明显地大于孔隙周围最大颗粒的次生溶孔，它是在成岩过程中选择性溶蚀可溶组分（如碳酸盐岩屑或胶结物、陆源碎屑的交代产物等）而产生的。

(5) 贴粒孔隙　见于碳酸盐胶结物紧贴着碎屑周围边界处所形成的一种溶孔。

(6) 粒间晶间孔隙　即砂粒之间的碳酸盐矿物晶粒间的微孔隙。

(7) 微裂缝孔隙　包括颗粒裂缝和岩石裂缝两种。

上述七种次生孔隙中的前五种孔隙都是岩石或沉积物的某些组分在地下深处受酸性水溶液长期溶解形成的次生孔隙，数量多、分布广、意义大。

2.影响次生孔隙发育的主要因素及分布规律

1) 砂岩成分对次生孔隙的发育有一定影响。由含铁碳酸盐矿物组成的盆屑和胶结物较之其他成分的陆屑更易溶解产生次生孔隙。这可能是因为以类质同像存在的 Fe^{2+} 跟其他元素结合的不牢固，易被电离分解，使碳酸盐矿物溶解所致。

在陆源碎屑成分中，斜长石最易溶蚀，其次为钾长石及岩屑，而石英最难溶蚀。根据薄片观察，斜长石既可先被碳酸盐交代后溶去碳酸盐而产生次生孔隙，又可直接被溶蚀而产生次生孔隙，并有先碎裂后溶蚀产生的次生孔隙。

2) 与埋藏深度有关。深部的砂层比浅部的砂层容易形成次生孔隙。这可能与泥质岩中组分的转化有关。随埋藏深度增加或温度、压力的增加，泥质岩中的蒙皂石开始转化为伊利石，排出层间水，同时提供 Si、Ca、Mg、Fe 等离子，有助于形成易溶的含铁碳酸盐矿物；而且随地温增加，泥质岩中的有机组分成熟演化，产生 CO_2 和羧酸，是形成溶孔的良好酸性溶液。因此，次生孔隙的发育与深度、沉积相带及生油层和储油层的搭配有关。

3) 构造断裂影响次生孔隙的平面分布。形成次生溶孔的酸性溶液，需要有裂缝作为运移通道。以东营凹陷为例，北部近东西向的断裂构造活动强烈，同生断层发育，在断层附近次生孔隙发育；盆地南部是构造活动较弱的斜坡带，次生孔隙不发育。

六、成岩作用影响因素分析

通过对该区近百口探井的岩芯岩屑的薄片及重矿物资料的研究，以及部分扫描电镜观察，得出以下认识：

1) 压实作用随埋深增加而增强。表现在：碎屑颗粒接触性质的逐渐改变，即由漂浮状→点接触→线接触→凹凸接触→缝合接触；原生孔隙度降低；以及岩石的固结性增强。这是因为随深度的增加，地层压力和地层温度不断增大的结果。

2) 胶结作用与岩石的原始结构有关，原生孔隙不发育的岩石含胶结物少；凡胶结物多的砂岩，都是结构成熟度高的砂岩，属于高能环境的产物。所以胶结作用与沉积相带有关。

3) 当砂岩被碳酸盐或硫酸盐矿物胶结，往往伴有强烈的交代作用，导致原有矿物溶解及新矿物沉淀，对砂岩的孔隙结构造成一定影响。

4) 胶结物的含量与砂层厚度有关。根据对 3000 米以下的几个剖面的统计，厚度小于 3

米的砂层，碳酸盐含量大于15%，甚至可达25%；厚度大于3米的砂层顶部胶结物含量也较高，而砂层中部碳酸盐含量为10%～15%。这表明碳酸盐的成分来自附近的泥岩。砂岩的某些成岩作用与泥岩的成岩作用有关，可以发生物质交换。

5）成岩早期的胶结物分布不连续，说明该期成岩环境不稳定，变化迅速；而成岩晚期的胶结物，分布比较连续，说明成岩环境比较稳定。

6）交代作用及溶蚀作用具有成分选择性。不稳定的碎屑及其他组分，往往容易被交代和溶蚀。因此，成岩作用与砂岩的成分有关。

7）许多成岩现象与埋深有关（图1–7–8），可称为埋藏成岩作用。根据资料统计，大部分晚期成岩现象是达到一定深度后才开始出现。如砂岩胶结物的石英加大、晚期碳酸盐胶结物、自生高岭石及其向伊利石的转化和自生伊利石沉淀；自生矿物的阶状石榴石及长石加大；泥质岩粘土矿物成分的蒙皂石向伊利石的转化以及有机组分的变化，如镜质体反射率值（R_0）、某些生物标记化合物含量的计算值及烃类的生成量等。上述各种成岩现象出现的深度与地热梯度变化有关，在高地热区，它们出现的深度较浅，如东营凹陷中的平方王构造地温梯度大于4.6℃／100米，该区的上述成岩现象较在其周围深凹陷（地温梯度为3.4℃／100米）中开始出现的深度高出600米。由此可见，上述成岩现象都直接或间接地与温度有关，可视为地质温度计。

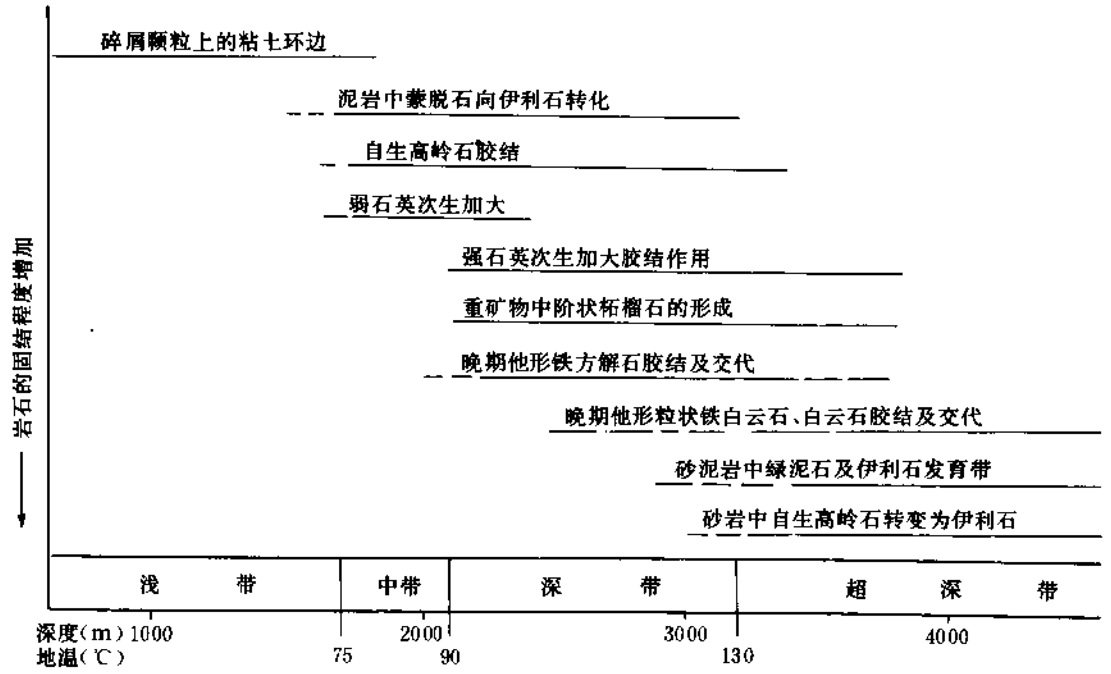


图1–7–8　东营凹陷第三系碎屑岩主要成岩现象的分布（地温梯度为3.6℃／100米）

综上所述不难看出，影响成岩作用的因素较多，主要有砂岩的成分及结构、隔层泥岩的组分及变化、砂岩孔隙流体的性质。但从宏观上来看，最主要的影响因素是温度。研究认为，重要的是确定各种埋藏成岩作用及现象开始出现的温度，研究地质温度计，划分埋藏成

岩作用带，这将对储集层评价具有重要意义。

七、成岩作用地质温度计的标定

据上节所述，各种成岩现象开始出现深度的相应地温，应当相当于或接近于各种成岩现象产生所需的温度。因此，可利用各成岩现象来标定各种地温计。计算公式为：$T=G(H-h)+14.5$。式中 T 为温度（℃）；G 为地温梯度（取 100 米深度范围的温度递增率）；H 为深度；h 为恒温层深度（在本区该值很小，计算时取 $h=0$），14.5 为本区地面的年平均温度。

为了验证上述推断和设想是否可信，还必须有其他实测资料为依据。近年来，国外的学者（Franks, S.G.,1984; Hazeldine, R.S., 1984; Hoffman, J.等，1979）根据氧同位素、液态包裹体等测定资料，确定部分成岩现象的形成温度。如自生高岭石、石英加大、晚期碳酸盐胶结物及泥岩中蒙皂石向伊利石的转化温度。将测定温度与计算的温度进行对比（表 1-7-4），二者符合性较好。由此可以得出结论，在具有类似地质构造背景的地区，可以通过计算地温，标定各种地温计。因而得到的结果是：砂岩中的自生高岭石为>75±5℃；弱石英次生加大为>65±5℃；强石英次生加大为>90±5℃；自生阶状石榴石为>92±5℃；晚期碳酸盐矿物为>95±5℃；自生高岭石向伊利石的转化温度为 140±10℃。应用这种方法，还可以标定泥岩中粘土矿物的转化温度，有机质的转化温度，划分埋藏成岩作用带等。

表 1-7-4　济阳坳陷矿物地热温度计的确定依据

埋藏成岩矿物		自生高岭石	弱石英加大	强石英加大	阶状柘榴石	晚期碳酸盐矿物	绿帘石的溶解	蒙脱石向伊利石转化
资料代表井的井号		营 12-检 48 营 8-5 井	2-2-检 1502	3-4-13	3-4-13	3-5-11	2-检 3-14	2-卜2 观 18
代表井的地温梯度（℃／100m）		3.4	3.4	3.6	3.6	3.6	3.4	3.4
出现层位		沙一段顶	沙一段顶	沙三段顶	沙三段上部	沙三段上部	沙一段顶	东二段
最高出现深度（m）		1720	1705	2048	2132	2174	1753～1998	1450
计算的形成地温（℃）		72.9	72.2	88.2	91.0	92.5	74.1	63.8
研究方法提出者及有关资料	测定的形成温度（℃）	>70℃	>68℃	>94℃		>100℃		60℃
	研究者	Franks	Hazeldine	Hazeldine		Franks		Hoffman 及 Hower
	发表时间（年）	1984	1984	1984		1984		1979
计算和测定温度差值（℃）		+2.9	+4.2	−5.8		−7.5		+3.8

八、成岩作用的分带与储集层评价

对于长期稳定下沉的盆地，埋藏成岩作用阶段很长，可以影响到上万米的碎屑沉积物。不同埋深的沉积物有不同的成岩变化和成岩史，对储集层性质有不同的影响。为了深入揭示其变化规律，用于评价储油层及生油层，有必要对埋藏成岩作用进行分带。

研究认为，分带依据应首先考虑影响埋藏成岩作用的主导因素并有较多的判定标志。从上两节的论述中不难看出，地温是影响本区成岩作用的主导因素，已确定出若干地质温度计及与地温有关的其他特征。以此作为分带依据，分出四个埋藏成岩作用带（图 1-7-9），自上而下依次为浅成岩带、中成岩带、深成岩带及超深成岩带。这种分带对储集层评价有实际意义。

	埋藏成岩作用分带	浅带	中带	深带	超深带
	在东营凹陷区的埋深(m)	~1700	~2100	~3200	>3200
	地温(℃)	~75	~90	~130	>130
	镜质体反射率(R_o)	~0.4	~0.43	~0.78	>0.78
砂质岩的埋藏成岩作用	砂粒上的粘土环边				
	绿帘石的层内溶解				
	自生高岭石				
	弱石英次生加大				
	强石英次生加大				
	阶状柘榴石				
	铁方解石胶结及交代				
	铁白云石胶结及交代				
	高岭石转变为伊利石				
	深成次生孔隙				
	泥质岩的蒙脱石－伊利石混层带				
	泥质岩的伊利石带				
	油气的形成				
	有机质成熟度	未成熟	次成熟	成熟	过成熟
	岩石的固结程度	未固结	半固结	固结	强固结

图 1-7-9 碎屑沉积物埋藏成岩作用带的划分标志图

（一）浅成岩带

该带所处的地温低于 75℃，相当于东营凹陷 1700 米以上的地层。成岩作用以机械压实

作用为主，但对粗碎屑岩影响较小。主要特点是：砂岩未固结，多呈散砂。碎屑颗粒间的接触性质多为漂浮式或点式，个别样品有成岩早期形成的嵌晶状方解石或石膏胶结。砂岩中易溶的不稳定重矿物绿帘石及角闪石含量高，没有溶蚀现象。有的砂岩在碎屑颗粒上出现次生粘土膜（环边），呈同心层状，膜很薄，对储集性影响不大。该带的储集物性极好。孔隙度为30%～35%，渗透率一般值为500×10^{-3}～6000×10^{-3}二次方微米，最高值为28000×10^{-3}二次方微米。这类储集层在油田开发中存在的主要问题是油层出砂严重。

属于该成岩带的油田较多（表1-7-5），已探明与控制的储量占总储量的31%。

表1-7-5 济阳坳陷浅成岩带储层的油田

层位	埋深(m)	主要油田
Ng	900～1450	孤东、孤岛、埕东、太平、陈家庄一部分、单家寺一部分、林樊家、尚店、临盘
Ed	1030～1712	胜坨、东辛、林樊家
Es_1	720～1220	单家寺一部分、金家
Es_2	1006～1880	草桥、临盘油田一部分、永安镇油田永12断块
Es_3	1440～1720	八面河、套尔河
Es_4	1150～1405	草桥、临盘油田盘2断块区、尚店

（二）中成岩带

该带所处的地温范围大约在75～90℃，相当于东营凹陷1700～2100米的深度范围。镜质体反射率值为0.39%～0.43%，偏低的原因是由于脂质体的抑制。有机质已开始形成液态烃，属半成熟阶段。泥质岩中的蒙皂石大量向伊利石转化。

砂质岩的成岩特点是：开始出现自生高岭石及弱石英次生加大。砂岩中的不稳定重矿物绿帘石受溶蚀，含量显著下降。碳酸盐胶结物含量一般小于3%。岩石为半固结状态，碎屑颗粒间以点式接触为主。储集层物性较好，孔隙度一般值为27%～30%，以原生孔隙为主；渗透率为150×10^{-3}～3000×10^{-3}二次方微米。油层结构好，开发中不出砂，为最好的砂岩储集层。属于该成岩带的油田其储量占总储量的三分之一以上（表1-7-6）。

表1-7-6 济阳坳陷中成岩带储层的主要油田

层位	埋深(m)	主要油田
Ed	1650～2130	垦西、孤南、临盘（临2、临14断块）、玉皇庙一部分（夏14块）
Es_1	1703～1782	胜坨、东辛、郝家
Es_2	1663～2130	胜坨、东辛、王家岗
Es_3	1250～1650	套尔河、现河庄、单家寺、永安镇
Es_4	1300～1800	平南一尚店油田滨30、79、滨25断块

（三）深成岩带

该带所处的地温范围是 90～130℃。在东营凹陷的相应深度为 2100～3200 米。泥质岩中以混层粘土矿物为主，出现蒙皂石／绿泥石混层矿物。生油岩中有机质已成熟，烃类大量形成。

砂岩中普遍见到阶状石榴石及强石英次生加大，重矿物中绿帘石等不稳定矿物罕见。晚期碳酸盐胶结物的含量大于 5%。

该带上部仍有物性很好的储集层，孔隙度一般 20%～25%，渗透率值为 100×10^{-3}～1000×10^{-3} 二次方微米。除有原生孔隙外，常见次生孔隙。该带下部储集层物性变差，如临盘油田大芦家沙二下—沙三上，东辛、渤南油田。

储层属于深成带的油田有牛庄、梁家楼、渤南及义东，胜坨油田下油组、东辛、郝现油田的一部分、广利油田、乔庄油田、史南油田、新立村油田、宁海油田的一部分、商河油田（商二、三、四区的大部分）等油层的层位为沙二、三段及滨南、纯化镇、博兴油田的沙四段油层。

（四）超深成岩带

该带所处的地温大于 130℃，埋深在 3200 米以下，研究的最大深度为 5010 米。泥质岩中的粘土矿物全部为伊利石。砂岩中的自生高岭石也大部分转化为伊利石。晚期碳酸盐胶结物的含量大于 10%，以铁白云石为主，多见交代斜长石的现象。泥质杂基中出现绢云母及绿泥石。绢云母交代斜长石的现象更为明显。有斜长石、钾长石及碳酸盐矿物形成的次生溶孔。

该带主要由于碳酸盐矿物充填孔隙，储集物性差。当碳酸盐胶结物及交代物遭溶解次生孔隙发育时，可形成较好的储集层。孔隙度一般值为 10%～20%，渗透率为 50×10^{-3}～100×10^{-3} 二次方微米。属于超深成岩带的油层较少，仅见于五号桩油田。随勘探深度增加，预期会发现更多的油田。寻找这类储集层的关键是研究深层溶解作用的控制因素及次生孔隙的分布规律。对断裂所起的控制作用及其与生油层的连通情况，应给予十分重视。

第二节　下第三系湖相碳酸盐岩

一、概述

济阳坳陷在沙四段上部和沙一段分别夹有湖相碳酸盐岩。它们分布较稳定，是良好的地层、地震标准层，并具有高产能力。如东营凹陷平方王地区滨 197 等四口井，均以沙四段碳酸盐岩为产层，原油日产量都曾达千吨以上；而沾化凹陷垦 3 井沙一段碳酸盐岩，最高日产量曾达 496 吨。

湖相碳酸盐岩厚度较薄，沙四段厚度较大，最大累计厚度 134 米（义深 4 井），单层厚度可达 40 米。沙一段则以薄层为主，单层厚度一般小于 4 米，最大累计厚度约 50 米。湖相碳酸盐岩沉积于湖盆发育较稳定时期，沙四段碳酸盐岩沉积时水体升降频繁，但幅度变化不大，蒸发量大于补偿量。而沙一段沉积时，有缓慢的湖侵。

与海相碳酸盐岩相比，在岩石类型、矿物成分、结构构造、产状及储集性等方面均有较大区别。

二、岩石的成分特征、结构构造及其分类命名

（一）岩石成分

据分析，济阳坳陷的碳酸盐岩主要矿物成分为白云石和方解石，含有硬石膏、重晶石及含量较高（可达 30%）的陆源矿物，化学分析结果表明（表 1-7-7），白云石最高含量 86.09%，方解石最高可达 39.26%。且大部分白云石及部分方解石均含铁。因此，济阳坳陷湖相碳酸盐岩的矿物成分以白云石及铁白云石为主，普遍含碎屑矿物。

表 1-7-7　济阳坳陷沙一段碳酸盐岩化学分析数据表

井号	井深(m)	岩性	相带	古盐度(‰)	化学分析(%)		微量元素(%)				Mn/Fe
					白云石	方解石	Sr	Fe	Mn	K	
宁 9	1697	含泥质泥晶白云岩	滨湖泥坪	0.4			0.049	4.0	0.113	1.47	0.028
2—2—观 18	1780.6	含泥质泥晶白云岩			77.42	4.55	0.068	2.13	0.080	0.65	0.038
2—2—观 18	1783.8	螺白云岩	浅湖钙粒浅滩	2.3	86.09	9.37	0.094	0.63	0.023	0.072	0.037
2—2—观 18	1784.6	鲕状砾屑白云岩			64.15	16.53	0.094	4.38	0.10	0.50	0.023
盘 7—3	1408.5	鲕—砂屑白云岩			81.84	5.72					
2—2—观 18	1765.5	鲕状白云岩			57.51	36.87					
营 8—4	1814.10	薄壁细管状藻白云岩	浅湖藻滩		77.42	14.10	0.075	0.63	0.023	0.36	0.037
商 23	1436.4	薄壁微管状藻白云岩			55.30	39.26	0.023	1.56	0.074	0.11	0.047
2—2—观 18	1837.9	泥晶白云岩	半深湖		77.26	5.82	0.041	1.63	0.032	0.74	0.020
2—2—观 18	1896.2	泥晶白云岩	深湖	18.1	57.44	9.42	0.056	2.0	0.080	0.88	0.040

（二）结构类型

湖相碳酸盐岩结构类型较为复杂，有泥晶结构、粒屑结构、生物骨架结构及重结晶粒状结构。其中，粒屑结构及生物骨架结构能反映沉积时波浪、水流的搬运和其他沉积条件的变化。对岩石的命名、分类及储集性影响很大。

1.粒屑结构

有粒屑、泥晶碳酸盐及亮晶胶结物三种结构组分。其矿物成分以白云石及铁白云石为主。亮晶胶结物有纤维状、马牙状白云石、铁白云石、粒状白云石及方解石，三种组分的相对含量对沉积相的划分有主要作用。粒屑的成因和种类有：鲕粒、生物化石、内碎屑、球粒及藻团块等五种。其中，生物化石种类多、数量大、分布广，可以构成岩石的主要组分。化石属种列于表 1-7-8，均为陆相淡水—半咸水水体中常见的属种，对湖相碳酸盐岩岩相的确定有重要意义。介形虫一般壳薄（10～20 微米），个体小（0.3～1.5 毫米），壳面缺乏装饰，不同于一般海相介形虫。与其伴生的还有轮藻及瓣鳃类化石。在始新统沙四段的化石组合中，见有孔虫（如沾化凹陷罗 3、14 等井），属种单调，变异性强，个体小。说明古水体含盐度较高（24‰～32‰）。

2.生物骨架结构

以东营凹陷西部滨西 3—12 井沙四段的中国枝管藻白云岩最为典型。造架生物是中国枝管藻（绿藻，新属新种）及多毛类龙介虫（栖管）。中国枝管藻群体丛生，有锐角直分枝，

向生长方向呈辐射状散开，侧枝有鼓起的孢子囊，镜下横切面为厚壁微管孔，管孔 0.02~0.03 毫米，壁厚 0.10 毫米；由数层放射状白云石组成。白云石晶体自内层向外逐层增粗，层间有有机质暗线及隐晶方解石，在偏光显微镜下以微管、厚壁为特征，区别于其他管状藻，形态描述为厚壁微管状藻，此外还有几种管状藻，按形态描述有：厚壁细管状藻、薄壁微管状藻、薄壁细管状藻及线纹状藻等。另一类造架生物是多毛类龙介虫栖管，为一端开口，另一端尖细的管子，管径 4~6 毫米，管壁厚薄不一，由泥晶~显微晶白云石粘结介形虫碎片构成。由管状藻及多毛类栖管粘结其他粒屑形成的碳酸盐岩沉积，厚度较大，孔隙相当发育，是很好的湖相碳酸盐岩储集层。

表 1-7-8 济阳坳陷湖相碳酸盐岩中的生物属种表

层位 生物化石	沙一段（Es_1） （渐新统）	沙四段（Es_4） （始新统）
介形虫 （陆相）	洼星介、真星介、玻璃介、小玻璃介、似玻璃介、假玻璃介、小豆介、小星介、丽星介、湖花介、华花介、柄华介	南星介、真星介、玻璃介
腹足类 （陆相）	狭口螺、恒河螺、假滴螺、圆松螺、盘螺、扁卷螺	水螺、中华扁卷螺、小河北螺、豆螺
藻类	薄球藻属、硫管藻属	中国枝管藻、山东枝管藻、扁球轮藻
有孔虫		细小三玦虫、栗米虫科、诺宁虫、小灰虫
其它	鱼骨、鳙鳃类	蠕虫管（龙介虫）、鱼骨

3.晶粒结构

本区按晶粒大小细分为巨晶（>1 毫米），粗晶（1~0.5 毫米），中晶（0.5~0.25 毫米），细晶（0.25~0.10 毫米），微晶（0.10~0.05 毫米），显微晶（0.05~0.01 毫米），泥晶（<0.01 毫米）。其中大于微晶的晶粒结构多是交代或重结晶成因的，石灰岩多具有此类结构。

（三）沉积构造

在碳酸盐岩沉积构造中，常见的有交错层理、块状层理、生物生长层理、季候层理及微层状平行层理（又叫页状层理）等，它们均能反映沉积环境。

（四）分类命名

济阳坳陷湖相碳酸盐岩以白云岩为主，和石灰岩一样具有泥晶结晶、粒屑结构及原地生长的生物骨架结构。因此可以采用石灰岩的结构分类原则，结合该地区的习惯术语，将白云岩分类（表 1-7-9）。在实际应用时根据次要矿物的含量及组分特征再作进一步命名。

三、主要岩石类型

济阳坳陷中各凹陷的滨湖区、浅湖区及深湖区都有碳酸盐岩分布。但各区的岩石类型、岩石组合、沉积构造及储集特征都有很大的区别（综合于表 1-7-10）。现将本区主要的储集岩及其分布列于表 1-7-11。

四、储集层物性及储集空间类型

沙河街组湖相碳酸盐岩储集层厚度不大，但在东营、沾化两凹陷却屡见高产油气。从总体看，这类储集层的孔隙度及渗透率变化很大，有些物性很好，可以和砂岩相比。渗透率一般为 35×10^{-3}～200×10^{-3} 二次方微米，最高可大于 1000×10^{-3} 二次方微米，孔隙度一般为14%～34%，最高可接近50%，但有的物性较差。主要储集空间详见表1-7-12。

表1-7-9 济阳坳陷湖相白云岩分类表

颗粒百分数	主要填隙物	颗粒白云岩类					生物骨架
		鲕粒	内碎屑	生物化石	球粒(团粒)	藻团块	
大于50	亮晶	亮晶鲕粒白云岩	亮晶内碎屑白云岩	亮晶生物白云岩	亮晶球粒白云岩	亮晶藻团块白云岩	管状藻白云岩(粘结岩)龙介虫白云岩
大于50	泥晶	泥晶鲕粒白云岩	泥晶内碎屑白云岩	泥晶生物白云岩	泥晶球粒白云岩	泥晶藻团块白云岩	
50～25	泥晶	鲕状泥晶白云岩	内碎屑泥晶白云岩	生物泥晶白云岩	球粒泥晶白云岩	藻团块泥晶白云岩	
25～10	泥晶	含鲕粒泥晶白云岩	含内碎屑泥晶白云岩	含生物泥晶白云岩	含球粒泥晶白云岩	含藻团块泥晶白云岩	
小于10	泥晶	泥晶（隐晶）白云岩					

五、影响储集空间发育的主要因素

研究认为，湖相碳酸盐岩储集空间的发育情况，受岩石类型、沉积相、生物作用、埋藏成岩作用及构造作用的影响。

1.岩石类型的影响

岩性是各种储集空间形成和发育的基础，尽管沉积期后的溶蚀作用和胶结作用对储集性的影响很大，但这些作用主要受岩性控制。如生物骨架孔隙，管状藻孔隙及生物体腔孔发育于各种管状藻云岩及栖管—管状藻云岩；层间缝、层间裂缝发育于页状泥质白云岩；粒屑白云岩的原生粒间孔隙及溶孔都很发育（图1-7-10）。表明藻白云岩及部分生物云岩的孔隙度很高（>40%）；其次是各种粒屑云岩，孔隙度20%～30%，连通较好；泥晶白云岩孔隙性差。

2.沉积相带的影响

高能带浅滩微相及岸滩相沉积，各种粒屑白云岩，藻白云岩发育，有利于形成良好的储集岩，构成高产稳产的油层。低能带的深湖亚相及浅滩亚相的泥晶白云岩不利于形成孔隙性储集岩，但各种缝隙发育。页状白云岩及富含碳酸盐的油页岩层间缝发育，薄层致密白云岩的可塑性小于其上下的泥岩，容易产生裂缝，形成裂缝性储集岩，也可以高产。

藻礁—藻滩微相是最有利的相带，该相带所见的主要岩石类型是各种管状藻白云岩，生物白云岩。见于始新统沙四段上部，以东营凹陷西部的滨西3—12井为例（图1-7-11）。该层是典型的藻礁微相，厚11.3米。岩石中以原地生长的中国枝管藻和龙介虫栖管起骨架作

用。岩石类型以含介形虫藻白云岩、富含管状藻的介形虫灰岩、白云岩及中国枝管藻白云岩为主，没有陆源混入物，碳酸盐含量可高达98%。与藻滩微相的白云岩交替出现，称为藻礁—藻滩微相。此微相储集性能很好，已有四口日产千吨以上的高产井。在滨西3—12井的岩石薄片中，可见孔隙为15%～30%；仪器测定分段平均值可达35.8%～42.5%，自下而上有增高的趋势；一些溶孔可以大于2毫米。1984年在沾化凹陷义深四井和邵古四井，也钻到类似的藻礁—滩相储集层，厚度较大。

表1-7-10 济阳坳陷湖相碳酸盐岩岩石类型组合表

亚相	滨湖		浅湖				半深湖	深湖
微相	泥坪	岸滩	湖湾	钙粒浅滩	藻滩	藻礁—滩		
岩石组合	泥晶灰岩、泥晶白云岩、含颗粒泥晶白云岩	含鲕含生物砂岩、表鲕状螺屑灰岩	泥晶白云岩、含颗粒泥晶白云岩、页状泥质白云岩、油页岩	生物白云岩、鲕粒白云岩、砾屑白云岩	藻白云岩、球粒白云岩、砾屑白云岩	藻白云岩、生物白云岩(礁岩)、藻团块白云岩、砾屑白云岩	颗粒泥晶白云岩、泥晶白云岩	页状泥质白云岩、纹层状白云岩、油页岩、硬石膏岩
颜色	灰、黄、褐	浅灰	灰—深灰	灰色	灰色	灰色	灰褐	暗褐—黑
层理构造	纹层理、干缩缝	块状交错层理、平行层理	平行层理	块状斜层理	生物生长层理	块状	平行层理	微细水平层理、季节纹层理
非碳酸盐成分	细粉砂、泥	各种成分的陆源碎屑	粉砂、泥	偶见砂	无	无	粉砂、泥、有机质	泥、有机质、黄铁矿、硬石膏、盐类矿物
生物化石	偶见生物碎片、轮藻	介形虫、厚层螺及瓣鳃类碎片	完整螺及介形虫、可见有孔虫	螺及介形虫	各种管状藻、螺、介形虫	中国枝管藻、龙介虫栖管、介形虫	介形虫	介形虫
储集性	差	孔隙性储集岩	裂缝型储集岩	是良好的孔隙性储集岩		有特好的孔隙性储集岩	有裂缝性储集岩	

3.表成带及表生作用的影响

与砂岩储集层相比，碳酸盐沉积物在表成带的成岩变化十分强烈，对岩性及储集性影响很大（图1-7-12）。

白云石化作用普遍而强烈，它不受沉积相带的控制，由此而形成的白云岩占本区湖相碳酸盐岩的80%以上。

部分滨、浅湖区的碳酸盐沉积物，在埋藏前，与大气淡水接触，发生胶结作用和溶解作用。由于此期未经压实，其纤维状白云石环颗粒并垂直其表面生长，这种表成带的胶结作用，保持沉积时的颗粒支撑结构，有大量的粒间孔。当受到大气中含CO_2酸性水的淋滤，

表 1-7-11　济阳坳陷湖相碳酸盐岩各类岩石特征及其分布表

岩石类型	岩石特征	储集空间类型	实例	层位	分布
鲕粒白云石	粒屑以鲕为主，可达 95%以上，鲕粒大小，鲕心成分及包壳的厚度、结构的变化都比较大，包壳由铁白云石组成，同心层可达 40 圈之多，有的还同时有放射状结构。基质为泥晶铁白云石，孔隙发育，储集性好。有时孔隙被纤维状、马牙状的白云石、铁白云石、微亮晶白云石及细亮晶方解石充填	粒间孔、粒间溶孔、鲕溶孔、负鲕孔	高能鲕粒白云石，营 8—4 井 1815.85m 介心表鲕粒白云岩，宁 9 井 1737.8m 椭球状介心表鲕粒白云岩营 8—4 井 1802.1m 细砂质负鲕粒白云岩 2—2—18 井 1792.3m 溶蚀花边状鲕粒白云岩 2—2—18 井 1784.6m	Es_1 Es_1 Es_1 Es_1 Es_1	分布在东营凹陷边部（如陈家庄凸起、滨县凸起南），惠民凹陷中央隆起带周围，以及一些低隆起的顶部
生物白云岩	生物化石含量可达 95%以上，主要为湖相的螺、介形虫以及它们的碎片，壳壁及核均由泥晶、显微晶白云石及铁白云石组成，个别为磷质壳生物。由于多种成因的孔隙并存，构成良好的孔隙储集岩，孔隙度可高达 42%	原生粒间孔、粒间溶孔、生物铸模孔、生物溶孔及白云石晶间微孔	螺白云岩，2—2—18 井 1784.25m 表鲕—螺白云岩，2—2—18 井 1783.8m 介形虫白云岩，垦 1 井 1878.0m 介屑白云岩，垦 1 井 1871.0m 螺屑白云岩，盘 42 井 1488.4m	Es_1 Es_1 Es_1 Es_1 Es_1	分布范围同鲕粒白云岩。孤岛低隆起顶部单层厚度可达 20m，在剖面上往往伏于鲕粒白云岩之下
内碎屑白云岩	粒屑类型以白云质内碎屑为主，含部分鲕及生物碎屑等，内碎屑成因类型较多，有泥晶白云岩、鲕白云岩、生物白云岩及藻白云岩的内碎屑，大小及形态变化较大，进一步可分为砾屑、砂屑和粉屑等，胶结物以亮晶方解石为主	粒内孔、粒内溶孔、粒间溶孔等	砾屑白云岩，宁 9 井 1739.4m 砂屑白云岩，通 29 井 2026.1m 藻屑白云岩，义深 4 井 3116.09m	Es_1 Es_4 Es_4	滨县凸起及义和庄凸起南部，与藻白云岩分布有关

续表

岩石类型	岩石特征	储集空间类型	实例	层位	分布
球粒（团粒）白云岩	粒屑类型基本全部为球粒（团粒），由成分均一的泥晶白云岩组成，呈球状、次球状（椭球状），棒状。单个球粒无内部结构，有的含有机质或分散状黄铁矿，直径<0.5mm，在同一层内大小均一，形状相似，分选好，成分均一，储集性较好，有的含泥晶基质，一般为薄层状	粒间孔、粒间溶孔	粪球粒白去岩，纯 11 井 2270.4m 球粒白云岩，滨 512 井 1286.4m 粘结状球粒白云岩，义深 4 井 3114.12m	$Es_4^{上}$ $Es_4^{上}$ $Es_4^{上}$	主要见于沙四段，东营凹陷南斜坡，滨县凸起南部及义和庄凸起东南部
藻团块白云岩	岩石具瘤状构造"瘤"或颗粒有的为核形石，有的为凝块石，大小混杂，从数厘米到 100μ，有时混有藻屑、粒间有泥晶白云石或亮晶方解石、储集性好	粒间孔、粒内孔、粒间溶孔及粒内溶孔	核形石藻团块白云岩，通 29 井 2052.0m 凝块石藻团块白云岩，纯 79 井 2378.5m 藻团块白云岩，通 29 井 2092.2m 滨 76 井 1485.0m	$Es_4^{下}$ $Es_4^{上}$ $Es_4^{上}$ $Es_4^{下}$	主要见于东营凹陷南斜坡
管状藻白云岩（或粘结岩）	岩石具多孔状构造，由原地生长的管状藻组成生物骨架、管状藻不仅能分泌钙质形成环状管藻群分布的泥晶白云石弧形环带，并含有机质，色暗，还能粘结生物化石，鲕粒及球粒等，因此藻白云岩往往在几 cm 的距离内岩性、储集性及储集空间类型的变化都比较大，而以含管状藻为鉴定特征。管孔大小及管壁结构不一，有的管状藻和多毛类龙介虫栖管共生，组成多孔状高产储集岩	原生生物骨架孔及管孔，生物溶孔，粒间溶孔等	薄壁细管状藻白云岩(即针孔灰岩) 2—2—18 井 1835.0m 薄壁微管状藻白云岩，高 23 井 1436.4m 厚壁微管状藻白云岩，滨西 3—12 井 1563.0m 栖管—厚壁微管状藻白云岩， 滨西 3—12 井 1565.65m 介形虫—厚壁微管状藻白云岩， 滨西 3—12 井 1569.5m 厚壁细管状藻白云岩，义深 4 井 3111.39m	Es_1 Es_1 $Es_4^{上}$ $Es_4^{上}$ $Es_4^{上}$ $Es_4^{下}$	沙一段"针孔灰岩"主要分布在东营凹陷，以陈家庄凸起南部最厚，覆于生物白云岩之上。沙四段管状藻白云岩主要分布在滨县凸起南部及义和庄凸起南部、东南部
泥晶白云岩	成分以泥晶铁白云石为主，岩性因沉积环境的变化而有差异，有的含泥质，有的含有机质及黄铁矿，有的含生物、有的具季候层理、形成"负状构造"，储集性较差，可以形成裂缝型储集岩	层间缝、微裂缝、溶缝及晶间微孔	泥晶白云岩，2—2—18 井 1896.2m 页状含泥质泥晶白云岩，纯 17 井 2264.85m	Es_1 $Es_4^{下}$	在东营凹陷南斜坡有数十米厚的页状泥质白云岩

表 1-7-12　济阳坳陷湖相碳酸盐岩储集空间类型表

储集空间类型		成因	主要岩石类型	沉积相
原生孔隙	生物骨架孔	沉积作用：以生物原地生长、原地堆积为主，颗粒支撑	各种管状藻白云岩、栖管—藻白云岩、螺白云岩	主要为藻滩微相、藻礁—滩微相，次为岸滩微相
	管状藻孔			
	生物体腔孔			
	粒间孔		各种粒屑白云岩、螺白云岩、鲕粒白云岩、球粒白云岩、砾屑白云岩、砂屑白云岩、藻团块白云岩等	滨浅湖亚相
溶蚀孔隙	铸模孔	表生作用		
	生物溶孔	沉积、成岩作用，以深成溶解作用为主		
	鲕溶孔			
	藻团块溶孔			
	粒间溶孔			
	溶　洞			
结晶孔隙	晶间微孔	白云石化作用	各种白云岩	不受相带控制
缝隙	收缩缝	干缩作用	砾屑白云岩	
	层间缝		页状白云岩	深湖亚相湖湾微相
	层间裂缝	构造应力作用		
	微裂缝		各种碳酸盐岩	不受相带控制
	缝合线缝	压溶作用		
	溶　缝	溶解作用		

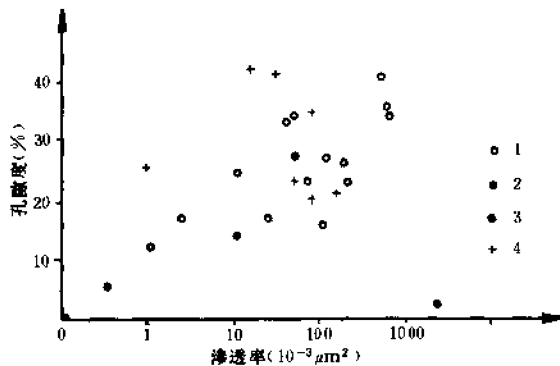


图 1-7-10　济阳坳陷湖相白云岩岩性与孔隙度及渗透率的关系图（据滨 512 和义深 4 井）
1—泥晶白云岩；2—鲕粒白云岩；3—生物白云岩；4—管状藻白云岩

一些易溶矿物组成的生物壳壁及鲕粒首先被淋滤，形成铸模孔，导致储集层有良好的物性。

4.埋藏成岩作用的影响

沙四段、沙一段碳酸盐岩的埋深为1400～3000 米，成岩变化有白云石化、铁白云石化、方解石化、硬石膏化，以及各种亮晶碳酸盐的胶结作用等（图 1-7-12）。但对储集性影响较大的是胶结充填作用及深成溶蚀作用。

亮晶胶结物的成分和结构随着埋深增加，含铁碳酸盐增多，方解石增多，矿物晶粒变大。反映了随着埋深增加，孔隙水的物理化学性质不断地发生有规律的变化，控制着各种亮晶胶结物的形成，使孔隙性变差。而深成溶蚀作用不仅可以恢复因胶结和充填而失去的孔隙，还可以增加孔隙。由于这种孔隙是在油气聚集之前

形成，对油气的储集意义很大。深层溶蚀作用与深处在成岩过程中产生的酸性水溶液有关，与泥质生油岩排烃时的脱羧基作用有关，含有机酸和 CO_2 的水是很好的酸性溶剂。

5.构造作用的影响

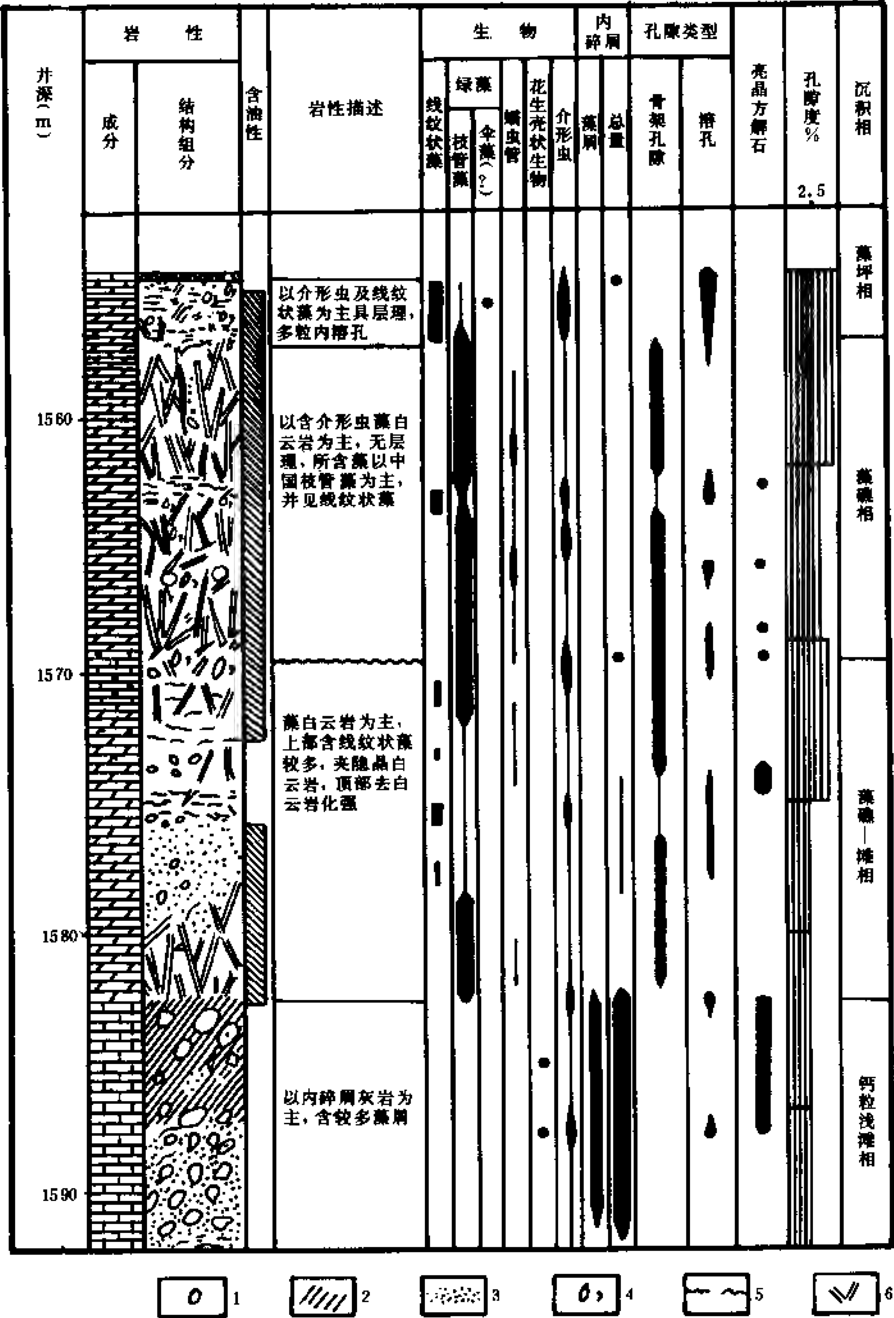


图 1-7-11　东营凹陷滨西 3—12 井下第三系湖相碳酸盐岩储集特征图

1—内碎屑；2—亮晶方解石；3—隐晶碳酸盐；4—介形虫；5—线纹状藻；6—管状藻

构造运动产生裂缝，是深成溶蚀作用的通道。使岩石的原生孔隙、表成的次生孔隙沟通，受到广泛的天然酸化，产生高孔隙度，高渗透率的储集层。

综上所述，湖相碳酸盐岩中的颗粒白云岩及藻白云岩，处于有利的沉积相带，受到表生成岩作用、构造作用及深成溶蚀作用的影响，是最好的湖相碳酸盐岩储集层，特别是管状藻白云岩沉积厚度大，是最重要的湖相碳酸盐岩储集层。

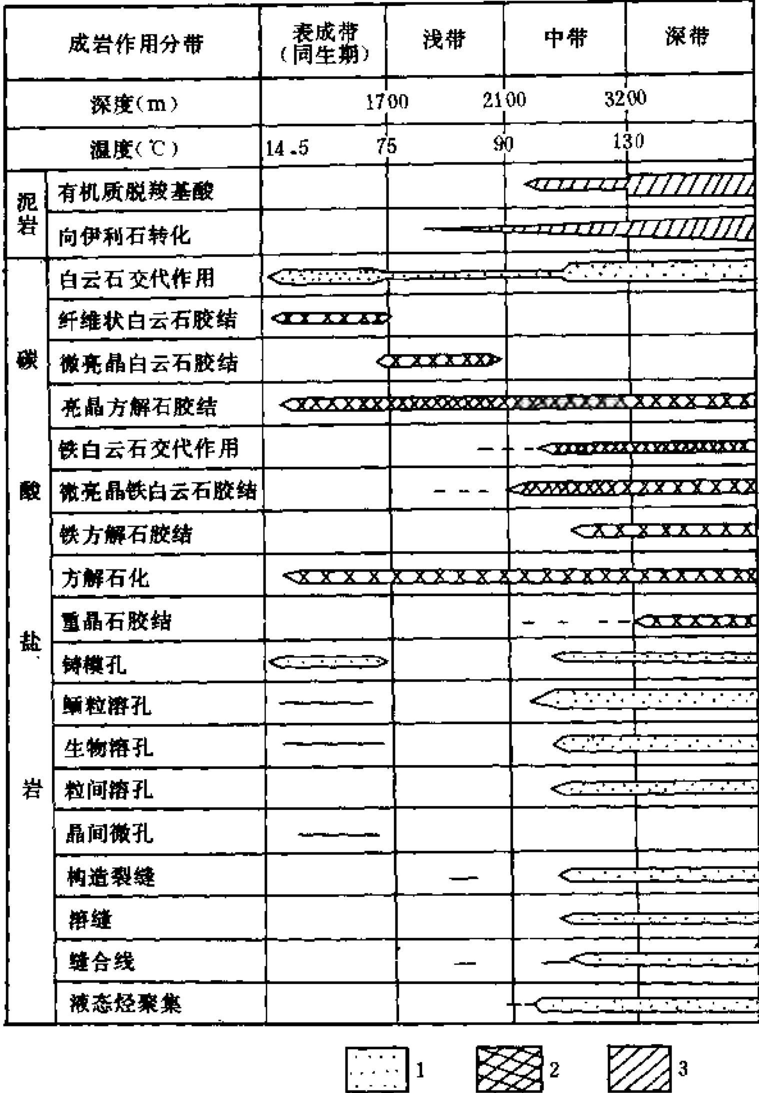


图 1-7-12 济阳坳陷下第三系湖相碳酸盐岩成岩作用图

1—次生孔隙发育的有利因素；2—破坏孔隙的因素；3—有机质泥岩的成岩变化

第三节　下古生界碳酸盐岩

1977年以来，在济阳坳陷下古生界碳酸盐岩地层中，先后找到四个油田，即义和庄、滨南、垦利和桩西等潜山油田，且屡见高产。如1984年完井的桩古10井，日产原油达3650吨。这类新生古储的潜山油藏，储集层物性变化很大。因此，对这类储集岩进行详细研究颇为重要。

根据露头区三条剖面的标本和覆盖区的岩芯样品，以薄片方法为主，辅以扫描电镜、物性测定等16种分析手段，研究了储集层的主要岩石类型及成因、储集空间特征、成岩史和孔隙发育史以及储集层类型等问题。

一、主要岩石类型及成因

区内寒武系及奥陶系以海相碳酸盐岩为主，占总厚度的87%，其他岩性有粘土岩、碎屑岩及膏岩等。总的岩性特征与华北其他地区的下古生界相似，容易对比。根据成因可分为四大类（表1–7–13）：按数量多少依次为原生石灰岩、原生白云岩、次生白云岩及次生结晶灰岩。此外，还有一类在成因上较特殊的、侏罗纪形成的古洞穴沉积物，虽不属于下古生界碳酸盐岩，且数量很少，但它对认识潜山储集层很有意义，也值得单独提出。

表1–7–13　下古生界碳酸盐岩类型表

基本类型	成因类型	原生孔隙	主要层位	数量	常见的岩石种类
原生石灰岩	潮下高能带颗粒灰岩	粒间孔	ϵ_2、ϵ_3	++	鲕粒灰岩、竹叶状砾屑灰岩
	潮下低能带含生物灰岩	无	O_2	+++	豹皮灰岩、含燧石灰岩
	潮间带石灰岩	粒间孔	O_2、ϵ_3	++	含砂屑灰岩、条带灰岩
	潮上带薄层泥质灰岩	无	O_2	+	薄层含泥质灰岩
原生白云岩	潮上泥坪相含泥白云岩	无	O_2	+	含泥质隐晶白云岩
	潮坪泻湖相纯白云岩	晶间孔	O_2	++	含膏隐晶白云岩
次生白云岩	成岩期交代白云岩	晶间孔	O_2	+	微晶白云岩
	后生期交代白云岩	晶间孔	O_1—ϵ_3	+++	中～细晶白云岩
次生结晶灰岩	交代膏岩的次生结晶灰岩	晶间孔	O_2	+	代膏结晶灰岩
	交代白云岩的次生结晶灰岩	晶间孔	O_2	+	代云结晶灰岩

注：表内"+"号示相对丰度。

1.原生石灰岩类

在不同海相沉积环境中形成的石灰岩，具有不同特征和结构类型。其中：潮下带石灰岩的主要特征是含种类繁多的海相生物，常见者有棘皮动物、头足类、三叶虫、海绵骨针、螺及其他软体动物。另一特点是岩石中微量元素锶含量最高。

在潮下高能带形成的石灰岩，结构类型较多，如中寒武统鲕粒灰岩、上寒武统竹叶状砾

屑灰岩及不同层位的生物碎屑灰岩及砂屑灰岩等。这几种岩石的原生孔隙性都很好，但均被亮晶方解石充填破坏，形成致密层；潮下低能带形成的主要岩石有中奥陶统广泛分布的豹皮状含生物隐晶灰岩和含燧石隐晶灰岩。这类岩石的原生孔隙都很差。

潮间带形成的石灰岩有砂屑、粉屑灰岩及条带灰岩，不含生物或仅含少量生物，多见于中奥陶统及上寒武统。此外在上寒武统有潮间堤坝环境形成的、具氧化圈的竹叶状砾屑灰岩，一般原生孔隙差。

潮上带形成的石灰岩较少见，多为含泥质薄层石灰岩。

2.原生白云岩

这类岩石主要形成于潮上及潮间带。潮上泥坪环境形成的隐晶白云岩，多含泥质及细粉砂，具纹层理、微冲刷、干缩缝及鸟眼状构造，孔隙性极差。

潮间及潮上泻湖环境形成的白云岩，成分单一，多含石膏假晶，常与膏岩共生，晶间微孔隙较发育。此外，在潮间带形成的还有薄层状藻团粒白云岩及低能鲕粒白云岩，原生孔隙较好。

这类白云岩多见于中奥陶统八陡组和上马家沟组底部以及下寒武统。

3.次生白云岩

该类岩石均为交代作用而成，有的形成于成岩期，有的形成于后生期。

成岩白云岩较少见，均呈薄层出现，具明显的交代残余结构，被交代的岩石有含生物灰岩和膏岩。空间上的分布，与潮上及潮间泻湖沉积关系密切，由石膏沉积后残存的高镁卤水交代下伏沉积物而形成。见于八陡组及上马家沟组。

后期结晶白云岩为中—细晶白云岩，下奥陶统和上寒武统的顶部均由该类岩石构成，厚度大，在古2井厚213米。

后生白云岩见有多种交代残余结构和构造，以及交代残余生物（腕足类、三叶虫、棘皮动物、海绵骨针）。后生的大白云石晶体可切过原有的各种结构组分及构造．以潮下带形成的碳酸盐岩为主，有颗粒灰岩等。这种强烈白云石化显然发生在岩石完全固结之后，其形成可能与中、上奥陶统间的假整合有关。

4.次生结晶灰岩

这类岩石数量很少，据被交代的岩石不同可分成两种：一为由方解石交代膏岩形成的石灰岩，简称代膏结晶灰岩；一为方解石交代白云岩形成的石灰岩，简称代云结晶灰岩。均呈薄层，由细晶—粗晶方解石组成，具镶嵌变晶结构。这类岩石的形成多与表生成岩作用有关，发育在古风化壳带附近。

上述各种岩石类型及其组分，在下古生界不同地层中的分布有一定的规律性，其中有一部分特征可作为识别地层的良好标志（表1−7−14）。

5.下古生代地层中的侏罗纪洞穴沉积物

这类古洞穴沉积物颇为特殊，不易辨认。最早见于车古12井1710～1720米的中奥陶统中，后又在桩古10井3586～3596.08米井段见到，总厚8.28米。取洞穴泥岩做孢粉分析，找到侏罗纪的化石组合，有桫椤孢、拟桫椤孢、光面三缝孢、三角块瘤孢及内环粉等。古洞穴上、下为中奥陶统碳酸盐岩（图1−7−13）。

洞穴沉积物由棱角状碳酸盐岩碎石、矿物碎屑、炭屑及泥质组成，分选性极差。根据各组分含量的变化，可将洞穴沉积物分为四个岩相，自下而上依次为洞穴角砾岩相、洞穴泥岩相、洞穴泥岩—角砾岩相及洞穴碎石相。洞穴沉积由于受洞壁保护，压实程度很低，原生孔

隙保存好，孔隙最高可达 37.9%，可以构成储集体。

表 1-7-14　济阳坳陷下古生界岩石矿物标志表

<table>
<tr><th colspan="4">地　层</th><th colspan="3">岩石特征</th><th>岩　　性</th><th colspan="3">化　石</th></tr>
<tr><td rowspan="7">下古生界</td><td rowspan="4">奥陶系</td><td rowspan="3">中统</td><td>八陡组</td><td colspan="2">泥质白云岩和白云质泥岩，
可疑藻白云岩及低能鲕粒灰岩，
石盐假晶</td><td rowspan="2">低能鲕粒白云岩</td><td rowspan="3">白云质隐晶灰岩(豹皮状)，
砂屑粉屑灰岩，
纯隐晶白云岩，
硬石膏岩及硬石膏白云岩，
结晶灰岩(代云代膏)，
含大量方解石脉的纯隐晶灰岩</td><td rowspan="2">海松藻</td><td rowspan="3" colspan="2">钙质壳腕足类
介形虫
珠角石
三叶虫</td></tr>
<tr><td>上马家沟组</td><td>含燧石(结核)的砂屑隐晶灰岩</td><td rowspan="2">含生物豹皮灰岩</td></tr>
<tr><td>下马家沟组</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">下统</td><td colspan="4">细晶、中晶、粗晶白云岩（次生），
含自形白云石的燧石（结核）</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">寒武系</td><td colspan="2">上统</td><td colspan="3">竹叶状砾屑灰岩</td><td rowspan="3">选择云化砂屑灰岩，
三叶虫灰岩，
自形铁白云石，
海绿石，
胶磷矿</td><td rowspan="2">灌木藻</td><td></td><td rowspan="3">大量三叶虫
磷质壳腕足类</td></tr>
<tr><td colspan="2">中统</td><td colspan="3">变鲕粒灰岩</td><td rowspan="2">葛万藻</td></tr>
<tr><td colspan="2">下统</td><td colspan="3">含海绿石石英砂岩，
白云母碎屑（石灰岩中）</td><td>软舌螺</td></tr>
</table>

二、储集空间的发育特征

通过大量岩芯的观察和分析，业已查明下古生界碳酸盐岩地层有良好的储集性能，其储集空间具有以下特征。

1.储集空间类型齐全

孔、洞、缝三大类均有，每一类尚可细分类，共计有 15 种（表 1-7-15），均是次生成因，主要由构造应力作用和溶蚀淋滤作用形成，显然不同于第三系砂岩储集空间。其储集空间的形状变化大，很不规则，大小悬殊，分布极不均匀，造成对孔隙性能分析、测定和评价的困难。

2.孔隙类型与岩性的关系密切

从表 1-7-15 可以看出，孔隙类型与岩性关系密切，在藻团粒白云岩或鲕粒灰岩中，粒间溶孔及粒内溶孔发育，孔隙度可达 21%，渗透率为 7×10^{-3} 二次方微米；在含硬石膏的白云岩中，石膏晶模孔、晶溶孔及白云石晶间孔经常共生；在古风化壳附近由去石膏化形成的次生结晶灰岩中，以次生方解石晶间溶孔、晶内溶孔与白云石晶模孔为主。

由此可见，尽管下古生界碳酸盐岩类型多，厚度大，但易形成孔隙的只有上述几类岩石。从岩性与物性分析资料（图 1-7-14）的关系来看，也能说明这一问题。最常见的厚层含生物隐晶灰岩（豹皮灰岩），具全他形结构，镶嵌状，没有晶间微孔，不利于形成各种孔隙，如基质溶孔、脉内溶孔、缝合线溶孔及晶簇孔隙等。这类孔隙数量少，分布不均，连通性差，储集意义不大。

3.微孔隙的存在是大孔隙形成发育的基础。据大量薄片资料及扫描电镜观察，凡是溶孔

较发育的几种储集岩，微孔隙亦较发育，如含膏隐晶白云岩、藻团粒白云岩及次生结晶灰岩。一般常见的隐晶灰岩及泥质白云岩微孔隙均不发育。这说明岩石类型、微孔隙及大孔隙的分布彼此间有着内在联系。

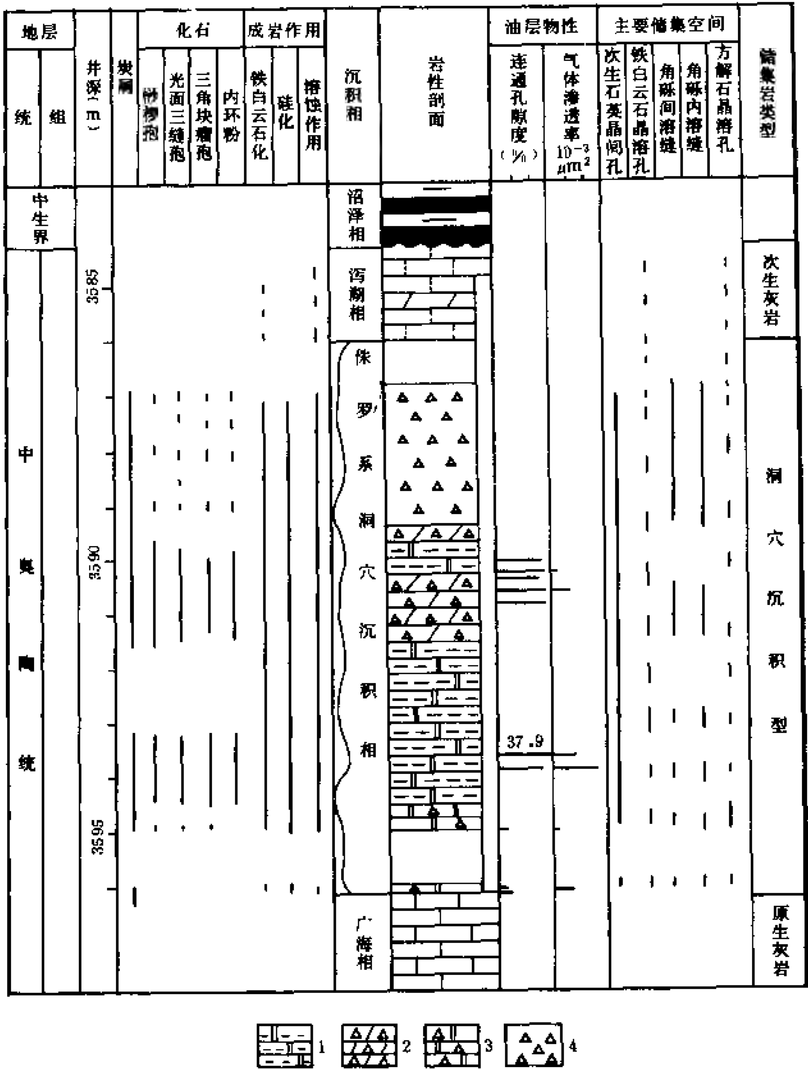


图 1-7-13　沾化凹陷桩古 10 井洞穴堆积型储集岩图

1—硅化泥岩；2—白云质角砾岩；3—角砾状次生硅质岩；4—洞穴碎石

4.溶洞是很值得重视的储集空间

所谓洞是指直径大于 2 毫米的储集空间。在钻井过程中泥浆漏失和放空资料，均说明储集层中有较大的溶洞。如桩古 10 井 3586～3596.08 米井段的取芯资料及测井资料证实，存在一个高 10.08 米的大洞（图 1-7-13），充填有 8.26 米厚的古洞穴沉积物，孔隙度可高达 37.9%；991 井、义古 41 井等高产井，在上马家沟组油层部位间断取芯，都见到直径达 4 厘米以上的洞。

表 1-7-15　中奥陶统基岩油藏储集空间类型表

储集空间类型		一般大小(mm)	形成机理	发育岩性段	发育层位
孔	粒间溶孔	0.1	颗粒支撑及粒间、粒内溶解作用	藻团粒白云岩 鲕粒灰岩	八陡组二—三段
	粒内溶孔	0.05			
	膏模孔、膏溶孔	0.05～0.3	选择溶解作用	去膏化白云岩	
	白云石晶间孔	<0.01	白云石化作用	隐晶—显微晶白云岩	
	方解石晶间溶孔	0.05	去白云石化作用、溶解作用		
	方解石晶内溶孔	0.05		次生结晶灰岩	
	白云石晶模孔	0.05～0.15			
	基质溶孔	0.05	溶解作用	纯灰岩及白云岩	上马家沟组为主 八陡组亦有发育
	脉内溶孔	0.03	溶解作用		
洞	晶洞	>2	溶解作用、半充填作用		
	溶洞	>2	溶解作用		
缝	构造裂缝		构造应力作用		
	半充填缝		半充填沉淀作用		
	溶沟(溶缝)		构造应力及溶解作用		
	缝合线溶缝		压溶作用及溶解作用		

据博山露头区溶洞的研究，在厚层石灰岩发育地区，大溶洞往往是由构造裂缝交叉带进一步溶蚀扩大而形成。桩古 10 井的大溶洞属此成因。义和庄潜山带的放空漏失层位与膏盐段一致，可能是与膏盐层的易溶性有关，其上下多见原生的泻湖相白云岩。

5.构造裂缝可形成具有良好渗滤条件的储集层

据 991 井仅取到的 4 米储集层岩芯资料统计，张开缝的线密度为 31.6 条／米；滨古 11 井 70 米岩芯的统计，线密度为 102 条／米，总裂隙度为 0.4%，白云岩集中段可高达 0.8%，与国外某些油田对比,应属于裂缝度较高的储集层。伊朗各油田的裂隙度为 0.05%～0.15%；苏联某些油田的裂隙度为 0.03%～0.09%，有的为 0.17%～0.3%。

构造裂缝的发育，有利于形成其他非组构选择孔隙。如滨古 11 井 2270.61～2344.27 米井段的白云岩裂缝最发育，同井段各种溶孔亦最发育，说明构造裂缝与某些非组构选择性孔隙的形成有密切关系。而构造裂缝的发育程度除受构造运动的强弱控制外，还与岩性有关，含泥质或硬石膏多的岩石塑性强，既不利于形成各种孔隙，也不利于形成微裂缝；而厚层质纯的碳酸盐岩，特别是白云岩，有利于形成构造裂缝。

6.储集空间的纵向分布规律

以上研究表明，碳酸盐岩孔、洞、缝的发育均与岩性有一定的关系，这就决定了孔、洞、缝的纵向分布随岩性的变化而表现出一定的规律性。

在构造条件相似的情况下，中奥陶统八陡组二段，以孔隙性储集岩为主，常见有含油均

匀的藻团粒白云岩、去膏化白云岩、显微晶白云岩、次生结晶灰岩，均呈薄层状分布，孔隙的连通性较差，渗透率较低；上、下马家沟组以厚层豹皮灰岩为主，各种孔隙不发育，但有利于裂缝及溶洞的形成。桩古10井、义古41井及991井高产储集层均属这种类型。下奥陶统后生结晶白云岩及寒武系鲕状灰岩具有晶间孔隙和粒间孔隙，形成裂缝—孔隙性储集岩。

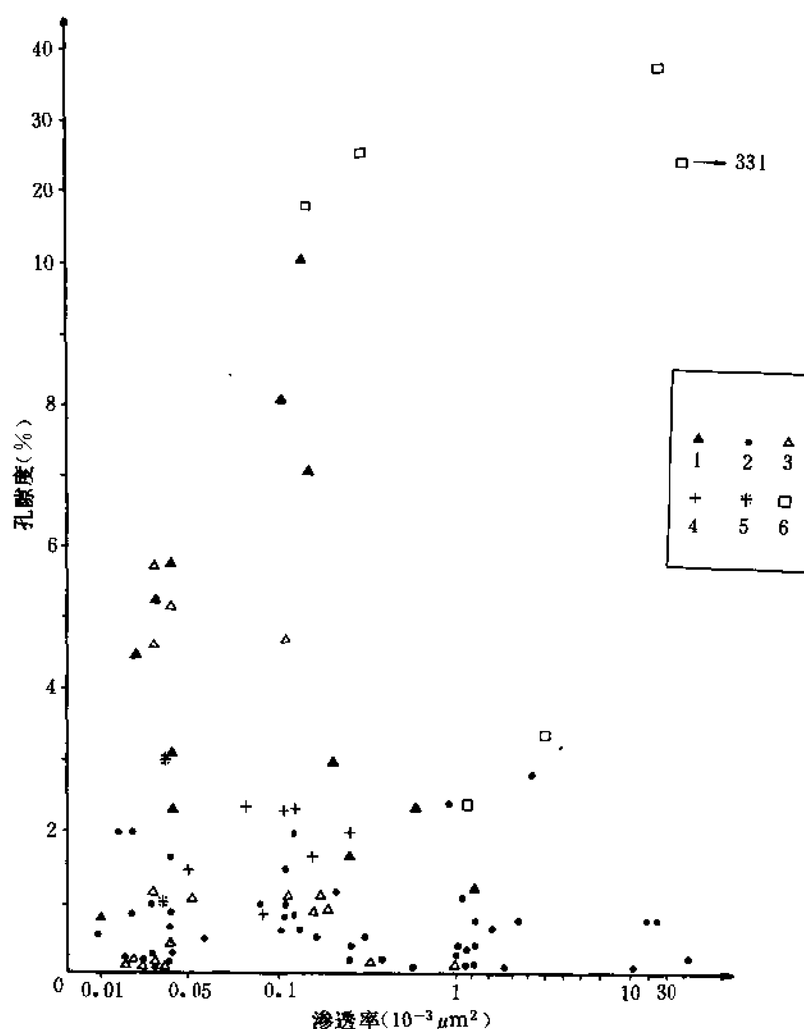


图 1-7-14 沾化凹陷桩西下古生界岩性与油层物性关系图

1—显微晶白云岩；2—隐晶灰岩；3—白云质隐晶灰岩及泥质白云岩；4—次生灰岩；5—次生白云岩；6—次生硅质岩

7.各种储集空间成因复杂

储集空间除受原始沉积环境控制外，更重要的是受各个时期成岩后生作用的改造和影响，发育复杂多样，往往在单一储集层可有多种成因、多种类型的储集空间。储集层物性的非均质性很强，孔隙度和渗透率的相关性复杂（图 1-7-14）。高渗透储集岩的孔隙度往往很低，孔隙性好的储集岩渗透率并不一定高。

三、成岩后生作用及孔隙发育史

1.下古生界碳酸盐岩经受的主要成岩后生作用

(1) 白云石化 成岩期的白云石化较普遍，可形成具残余颗粒结构的薄层白云岩，有利于形成晶间孔隙；后生期的白云石化作用，形成中—细晶次生白云岩，这类细晶白云岩厚度大，有的层段晶间孔隙发育。如古二井 2235～2285 米，目测孔隙度为 5%，连通性差，没有微孔。仪器测定孔隙度平均为 3.7%，渗透率平均值为 0.377×10^{-3} 二次方微米。

(2) 胶结作用 是对储集性能不利的一种主要的成岩作用，它使碳酸盐岩的粒间孔隙全部被亮晶方解石充填，形成致密层。如厚度较大的中寒武统张夏鲕粒灰岩。

2.表生期成岩作用（古风化剥蚀期）

本区下古生界碳酸盐沉积后，曾两次隆起，出露地表，经受了较为强烈的风化剥蚀作用和渗流带的表生成岩作用。第一次表生作用见于中奥陶世末到中石炭世前，与加里东运动有关，全区发育；第二次表生作用发生于三叠纪，与印支运动有关，在桩西五号桩地区最为发育。

表生期对储集性影响较大的成岩作用有去白云石化、去膏化作用及大气水的溶解作用。去白云石化和去膏化作用形成的次生结晶灰岩，一般可见晶间和晶内微孔，使孔隙度增加，有的孔隙还受到淡水的溶解作用。此外，石膏晶模孔、晶溶孔和白云石晶模孔的形成，也与表生期的去白云石化及去膏化作用有关。更重要的是在两期表生成岩作用下均有溶洞形成，是值得重视的储集空间。

3.多次埋藏的后生作用（中石炭世后）

表生期形成的各种储集空间，由于后来再次深埋地下，又受到后生作用的影响。在第三纪以前，以充填作用和胶结作用为主，使储集空间变差，有的裂缝和粒间孔隙被亮晶方解石充填和胶结。但更为重要的是在下第三系生油期伴有深成溶解作用，形成次生孔隙，使下古生界碳酸盐岩在深埋条件下储集性变好。

4.第三纪的深成溶解作用（断裂岩溶期）

这种作用导致了富铁方解石及铁白云石亮晶的溶解而形成铁方解石溶孔。另在局部地区见有侵入到下古生界碳酸盐岩中的白垩纪煌斑岩，有的也产生溶孔，如义古 12 井所见，这也是深成溶解作用的结果。凡在远离风化壳的地下深处所见到的溶孔，均是深成溶解作用的结果。

研究认为，深成溶解作用的时间晚于中生代，主要依据有二：一是在下古生界中充填的侏罗纪古洞穴沉积物中有各种溶缝及溶孔，如方解石晶溶孔、白云石晶模孔及晶溶孔；二是在义和庄东北坡的潜山油藏中，见到白垩纪侵入形成的煌斑岩中有大量溶孔，是由交代暗色矿物的铁白云石溶解而成。从这两点说明溶孔的形成是较晚的，不会早于中生代，与盆地内部下第三纪形成的砂岩次生溶孔比较，特点相似，所以可以判定下古生界储集层的部分次生溶孔是第三纪形成的。

关于深成溶解作用形成次生孔隙的化学机理已有不少学者探讨过。Surdum, R.(1983) 的实验结果认为，通过干酪根的成岩作用能产生大量羧酸和 CO_2，其溶液具有破坏碳酸盐颗粒和胶结物的能力，并使铝硅酸溶液中铝的活度增加，形成次生孔隙。因此，深成溶解作用形成的次生孔隙是有机和无机物相互作用的结果。

四、储集层类型及评价

根据储集空间，在该区下古生界碳酸盐岩中已找到的和可望找到的储集层最少有四种类

型（表 1–7–16）。

表 1–7–16 储集层类型表

类型＼特征	层位及岩性	储集空间类型	分布规律	代表井
古风化壳孔隙型储集层	古风化壳附近的碎屑带及岩溶带	各种溶蚀孔隙、裂缝及溶洞均可见	钻遇率高，为厚度及面积多变的带状	桩古 2 井 桩古 7 井 义古 12 井
裂缝—溶洞型储集层	纯灰岩及白云岩，无固定层位，多见于中奥陶统	网状裂缝及溶洞	无固定形态，决定于溶洞的规模	991 井 桩古 10 井 车古 12 井
纯白云岩孔隙型储集层	下奥陶统结晶白云岩及中奥陶统隐晶白云岩	晶间溶孔及晶间孔	厚度可达 50 米的层状楔状储集体	桩古 1 井 桩古 21 井 滨古 11 井
鲕粒灰岩孔隙性储集层	中寒武统	粒间溶孔及裂缝	可呈具有一定厚度的层状储集体	滨 188 井 张夏统

1.古风化壳孔隙性储集层

这类储集层的储集性能较好，但差异性很大。如义和庄、桩西和任丘三个古风化壳就各具特点（表 1–7–17）。其中，任丘型剥蚀时间最长，风化作用和溶蚀作用均很强烈，因此所形成的溶蚀孔洞非常发育，加之早第三纪的油源岩层直接覆盖在古风化体上，丰富的油源和良好储集岩体的有机配置，是高产大油田形成的必要条件；而桩西型和义和庄型则因剥蚀时间和程度远不如前者，故其储集性能较前者差，油井产量也较低。

表 1–7–17 华北地区古风化壳类型表

特征＼类型	桩西型	义和庄型	任丘型
与上覆地层的接触关系	不整合	假整合	不整合
盖层时代	早、中侏罗世	中石炭世	早第三纪
储集层时代	中、下奥陶统	中奥陶统八陡组	中上元古界
剥蚀时期	三叠—侏罗纪 0.8 亿年	晚奥陶—中石炭世（1.1 亿年）	三叠—早第三纪 1.65 亿年
最大剥蚀厚度	1480～310m	80m	5900～17800m
古地形特点	起伏较大	准平原化平缓地形	起伏较大
主要风化作用	物理风化及化学风化	化学风化	物理风化及化学风化
风化堆积物	有碎屑带	铁铝层	有碎屑带

2.裂缝—溶洞型（桩古10井类型）

该类油层没有固定的层位，中奥陶统的纯石灰岩及膏盐岩段是形成这种储集层的有利岩性，大断裂交汇处往往是大溶洞形成的有利地带。穿过断层进入潜山的井（如991井）应特别注意寻找这类储集层。

3.纯白云岩孔隙性储集层

已在义和庄潜山的八陡组钻遇这种储集层。在古2井钻遇220米厚的结晶白云岩，其中有50米渗透层。又在桩古1井3960～3964.2米，有三个样品见到晶间溶孔、晶间孔、溶缝及铁方解石脉溶孔，孔径为0.04～0.14毫米。桩西的地质背景有利于找到这种储集岩，它们与断裂带搭配，可形成良好的储集层。

4.鲕粒灰岩孔隙性储集层

尽管张夏鲕状灰岩中的原生孔隙已被胶结物充填，但充填程度不尽相同。与泥晶灰岩相比较，在溶蚀作用带上，鲕粒灰岩的亮晶方解石胶结物易于溶解而形成次生孔隙。滨188井就属于这种储集层类型，在桩西地区应注意勘探这种储集层。

从上述四种储集层类型的分析来看，构造断裂及微裂缝的存在对这几种储集层的形成都是很重要的。勘探中对断裂体系、断裂活动史、断裂与油源连通的可能性、断裂所通过的地层岩性等问题，都应一一详细研究。

第四节　太古界变质岩

变质岩，尤其作为结晶基底的变质岩，在一定的条件下也可以作为储集岩，形成特殊的油藏类型——基岩油藏。这种油藏类型在国内外均有发现，近年来，在石油勘探上受到越来越大的重视。胜利油区在1984年找到的王庄油田，是高产基岩油藏的佼佼者，其储集层即为太古界变质岩。

一、储集层岩性特征

济阳坳陷的结晶基底属于前震旦系泰山群杂岩。王庄油田的高产储集层即属泰山群的变质岩，主要由片麻岩、变粒岩和长英质伟晶岩脉组成。

片麻岩呈浅灰色、浅肉红色及浅灰黄色，以黑云二长片麻岩占绝对优势。多为块状构造，片麻状构造者较少，有时可见到残余角砾，呈花岗变晶结构，主要由斜长石、钾长石和石英组成，偶含黑云母暗色矿物，故称为黑云二长片麻岩或黑云斜长片麻岩。

变粒岩为灰色，块状构造，细粒等粒他形粒状变晶结构。由于受动力变质作用影响，岩石常呈碎屑状，使其成为碎裂状黑云斜长变粒岩。

长英质伟晶岩脉体浅肉红色，块状构造，由结晶粗大的钾长石、斜长石和石英组成。由于受动力作用较显著，故常呈碎裂状。

黑云二长片麻岩的原岩多属粒度较粗的长石质碎屑岩；黑云斜长变粒岩的原岩为含泥质的粉细砂岩。它们普遍遭受中高级的区域变质作用，经受了强烈的混合岩化，变成上述区域变质岩。后来又经历了多期构造活动，使其成为现在的面貌。而长英质伟晶岩脉体是由深层的酸性熔融物质，沿基体的薄弱部位贯入或交代基体而成的，这是混合岩化的见证。

二、储集空间的发育特征

通过对岩芯、薄片、扫描的观察和物性资料的分析，认为本区基岩的储集空间和油气运移通道均比较发育。郑4—2井、郑10井、郑14井、郑16井和郑29井的孔隙度和渗透率

数据，虽然不能代表基岩储集层物性的真正情况，但也有一定的参考价值（表 1-7-18）。

表 1-7-18　太古界泰山群孔隙度及渗透率数据表

实测数据 \ 井号		郑 4—2	郑 10	郑 14	郑 16	郑 29
孔隙度（%）	最大值	16.4	2.2	3.7	11.0	18.0
	最小值	0.8	0.5	1.9	2.3	0.02
	平均值	1.8	1.4	2.8	4.87	2.77
渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	最大值	880	13.0	5.0	4.0	6.7
	最小值	0.02	0.05	0.14	0.15	0.3
	平均值	7.72	3.46	1.78	2.29	4.3

从表中所列数据看，远不及下第三系砂岩物性好，但对结晶基岩来说，这样的孔渗数据并不算差，因为好的裂缝孔隙在取芯过程中多被破坏，所保存下来的则是一些裂缝不很发育的岩芯段。即使利用这样的岩芯取样，在钻取岩柱的过程中，也会把幸存下来的裂缝破坏掉，使其用作测定孔渗数据的样品都很致密。所以实测的孔渗数值必然非常低，这不能反映油层的真正物性。据测井解释的孔隙度多在 10%左右，而郑 14 井—郑 17 井井组干扰试井结果，证明油层的渗透性很好，渗透率在 600×10^{-3} 二次方微米以上。该基岩油藏的产能大大超过一般砂岩油藏，如郑 4 井原油日产量在 1100 吨以上，连续稳产在半年以上，可见其物性之好。

通过观察可以看出，该储层主要为裂缝空隙储油，溶蚀孔洞和微孔隙也有不可忽视的意义。据岩芯观察，其裂缝十分发育，而且裂缝方向以直立和近于直立及高角度斜交缝为主，低角度的斜交缝较次，极少见到水平和近水平方向的裂缝。这样的裂缝性孔隙，对油气的储集和运移极为有利。但裂缝的分布极不均匀，有的部位一条裂缝都没有，局部发育处的裂缝密度可达 2 条／毫米，裂隙度达 10%左右。最宽的裂缝已被破坏，现存的最宽缝缝宽有 4 毫米（郑 4—2 井 74$\frac{6}{6}$处），一般缝宽为 0.1 毫米左右，有的裂缝有溶蚀扩大现象。除岩石裂缝以外，尚有矿物裂缝和解理缝。

与裂缝比较起来，溶蚀孔洞的数量虽然不多，但并非罕见。如在郑 4—2 井的第 12、16、18、22、47、74 等多次取芯井段上，均见有溶洞，最大溶洞为 20×10 毫米；在郑 4—2 井岩芯编号为 12$\frac{2}{4}$的 10 厘米岩芯上，就见有 4 个孔径在 10 毫米左右的溶洞；该井 16$\frac{1}{3}$处的变粒岩基体（芯长 24 厘米），沿主缝就有 8 个溶洞。溶孔的分布比溶洞广泛，溶蚀的矿物主要为斜长石，部分为暗色矿物、铁白云石、黄铁矿等。溶洞的分布常常与裂缝的发育程度有关。

三、影响储集空间发育的因素

王庄结晶基岩油藏和国内外其他结晶基岩油藏一样，是裂缝和次生孔隙储油，其储集空间的发育受多种因素影响。

1.碎裂变质的影响

在地壳的浅部位，由于温度和压力较低，许多岩石具有较大的脆性，当所受应力超过一定限度时，就会发生碎裂变质。而碎裂的强度主要取决于应力的性质、强度和作用时间的长短等因素。应力越弱产生裂缝也越少；但若作用强度过大，且为压扭性应力，会使岩石碎粒化或糜棱化，矿物变成粉末，甚至重结晶，从而引起裂缝堵塞，影响油气的储集和运移。王庄油田正处于陈家庄凸起和东营凹陷的交接处，那里正断层发育，断层长期活动，岩石在这种张应力作用下产生碎裂，而呈角砾结构和碎裂结构。岩石碎块大小悬殊混杂，棱角显著，无定向性，成分单一，裂开面粗糙，张开缝特别发育，成为油气储集的有利场所和运移的良好通道。

与王庄油田相邻的单家寺地区，结晶基岩也是太古界片麻岩，但所受的应力是以压扭性为主，由于应力太强，岩石碎粒化或糜棱化，使已产生的裂缝又大部被长英质粉末和绿泥石等泥状物堵塞，导致该区储集性能变差，至今尚未获得工业油流。

2.结晶基岩矿物成分的影响

如前所述，构成该区结晶基岩的主要岩石有黑云二长片麻岩、变粒岩和长英质岩脉。在黑云二长片麻岩中，长石和石英的总量达95%以上，它们均是较硬较脆的粒状矿物。变粒岩的长石和石英含量也较高，再加上普遍的混合岩化，大量长英质伟晶岩脉体的贯入，使其脆性矿物的含量更高。这种主要由长石和石英组成的结晶基岩具有很大的脆性，在经历了吕梁、加里东、海西、燕山、喜山等多期构造活动之后，构造裂缝性孔隙十分发育，为形成良好的储集体创造了有利条件。许多长英质脉体中的长石解理缝，在张性应力作用下张开，成为储集空间的重要组分之一。说明结晶基岩的矿物成分对储集层裂缝的发育程度有一定的影响。

3.古风化作用的影响

古代的风化淋滤作用对碳酸盐岩油藏储集层的形成是很重要的，对长英质结晶基岩来说也有一定的影响。如王庄油田的结晶基岩储集层，曾遭受过多期风化淋滤侵蚀。但早期形成的孔隙在被长期深埋期间，经过了充分的改造已保留不多；而燕山末期至喜山早期基岩再度暴露地表，由于大气水和温度剧变等因素的影响，在地表附近产生了一定数量的淋滤孔隙和粒间缝隙，直到早第三纪基底再度下沉，其上被第三系生油岩所覆盖，使孔隙保存了下来，成为基岩油藏的储集空间。

4.深成溶解作用的影响

王庄泰山群长英质结晶基岩油藏的储油空间，除由风化作用所形成的之外，大部分孔洞是后期的深层溶解作用形成的。该油田南临利津深洼陷，下第三系生油岩厚达千米之上，并提供了大量的酸性水溶液。这种水溶液含有大量的碳酸和有机酸，其化学活动性很强。当它沿着不整合面和断裂带进入基岩后，就会长期不断地溶蚀某些矿物。有机酸对硅酸盐矿物影响较大，易引起斜长石和暗色矿物的蚀变，进而使其溶解。碳酸主要对次生的碳酸盐矿物加以溶解，或使斜长石蚀变淋滤，产生溶蚀孔隙和微孔隙；或使角闪石等矿物方解石化，进而溶解方解石而产生晶模孔隙；或使裂缝溶蚀扩大；有时还在裂缝中沉淀出新矿物，堵塞部分裂缝及形成一些晶间微孔隙。研究认为：王庄前震旦系结晶基岩油藏的部分溶蚀孔隙最终形成的时间是在第三纪成油期。

四、对基岩油藏勘探开发的意见

1）在生油凹陷内部和边部的凸起（尤其是临近生油凹陷中心的次级台阶），是寻找结晶

基岩油藏的有利地带。

2）与生油凹陷连通的、且在生油期基本结束活动的基岩断裂带附近，是寻找结晶基岩油藏的有利部位。但是，碎裂变质带在地质分布上常呈带状，长度和宽度变化较大。故在寻找此类油藏时，宜积极稳妥地展开，以便提高勘探成功率。

3）生油岩系沉积前，无中、古生界覆盖而长期直接暴露地表的结晶基岩区，曾经受了充分的风化淋滤，在被生油岩系埋覆后，地下水活跃的地段，有利于形成溶蚀孔隙，为形成油藏造成了储油条件，是勘探的有利地带。

4）经过碎裂变质的、含片状矿物少的长英质结晶基岩，有利于产生裂缝性孔隙，成为较好的储集体。此类岩石在勘探结晶基岩油藏时，应成为注意的对象。

5）含二价铁的次生矿物铁白云石、铁方解石和黄铁矿是还原条件下形成的矿物，可能成为烃类运移、储集场所的标志性矿物，岩矿工作者应努力提供这方面的资料。

6）基岩油藏的孔隙性和渗透性常不规则，在开发过程中容易出现水的锥进及水舌，所以不能采用过大的采油速度，以防止早期水淹。结晶基岩含有一定数量的绿泥石、铁白云石和铁方解石，它们与盐酸反应会生成 $Fe(OH)_3$ 沉淀，引起部分通道堵塞，所以在酸化油层时，应该注意这一问题。

第五节　中、新生界火成岩

一、火成岩的类型及分布

区内中、新生界的火成岩较多，以基性喷出岩及火山碎屑岩为主。但在不同时代、不同层位有不同的岩石类型（表 1-7-19），主要分布地区也不相同。最主要的岩石类型有玄武岩、安山岩、水下喷出的基性火山岩、火山角砾岩及凝灰岩。

表 1-7-19　济阳坳陷与昌潍坳陷火山岩的岩石类型及分布表

层　位	岩石类型	最大厚度（m）	主要分布地区	代表井
馆陶组底部	橄榄石(伊丁石)玄武岩	32	惠民凹陷商河地区 东营凹陷南斜坡	商 1 井、商 7 井 通 71 井、通 9 井
沙一段	玄武质火山岩 (水下喷发)	1135	惠民凹陷商河地区 沾化凹陷	夏 13 井、商 1 井 义 51 井、义 13 井
沙三段	橄榄玄武岩	54	惠民凹陷	梁 1 井、肖 2 井
沙四段	玄武岩、安山玄武岩、 玄武质火山角砾岩	65	沾化凹陷义东地区 东营凹陷滨南地区	义 1 井、义 3 井 滨 13 井、滨 254 井
孔店组	玄武岩　凝灰岩	＞117	潍北凹陷	昌参 1 井、昌参 2 井
中生界	安山岩、玄武岩、 火山碎屑岩		桩西五号桩地区 孤岛凸起周围	高 1 井、桩古 26、27、28 井

1.玄武岩

为最常见的一种喷出岩，由中生界到上第三系各个层位中均可见到，但分布的地区不

同：中生界的玄武岩见于桩西等地区；孔店组的玄武岩主要见于潍北凹陷，以昌参2井为代表；沙四段的玄武岩见于滨南地区及义和庄凸起东缘的凹陷中，如义1井及义3井；沙一段及沙三段的玄武岩仅在惠民凹陷及东营凹陷南斜坡等地少数井中见到；馆陶组底部的玄武岩分布较广，在惠民凹陷商河地区及东营凹陷南斜坡很多井中见到。

玄武岩一般具气孔构造，斑状结构，基质具间隐结构，或间粒结构，由基性斜长石及钛辉石组成。有的玄武岩次生变化较强，斑晶和基质被绿泥石或碳酸盐矿物交代，岩石结构及矿物成分变化大。所见基性火成岩多为碱性或钙碱性。据商9、商26、临47、临10井的不同岩性样品分析，SiO_2 含量45.36%～51.45%，K_2O+Na_2O 的含量为4.25%左右，CaO为8.3%，接近于拉斑玄武岩及高铝玄武岩，说明该区火成岩与深断裂有关。

2.安山岩

主要见于孤岛凸起周围及桩西地区的中生界和潍北凹陷的孔店组中。为浅棕色、深灰色，具气孔构造，气孔大小为0.5～2毫米；矿物成分以中性斜长石为主，含少量辉石、石英，副矿物有磁铁矿，次生矿物有绢云母及绿泥石。

3.水底喷发的基性火山岩

水底喷发的基性火山岩主要分布在惠民凹陷临邑断裂构造带南侧的玉皇庙、魏家集、商河三角地带的沙一段中。呈穹状体，厚度变化大，最厚可达1135米（夏13井）。此外，在沾化凹陷的义13井和义51井的沙一段中亦可见到，均为薄层状。这种基性火山岩的岩性颇为特殊，大量资料表明为水底喷发形成，岩石为深灰色，吸水性强，松软易碎，具角砾状结构，镜下观察，岩石的结晶程度极低，主要由蚀变的玻璃质组成，偶见斜长石微晶，呈细板条状。岩石具有很特征的气泡构造，气泡含量为40%～70%，一般大小为0.03～0.1毫米，有圆球形或椭球形。气泡孔多被次生的绿泥石、碳酸盐矿物、玉髓及沸石类矿物充填。

这类火山岩常见油斑油迹，有的显示较好，如义51井、夏13井及夏8井。夏8井电测解释有油水同层11.8米。

二、浅成侵入岩的类型及分布

中、新生代岩浆侵入活动不强，没有深层侵入体形成，仅有浅层侵入岩。中生界的侵入岩有闪长玢岩、正长斑岩及煌斑岩等；早第三纪的侵入岩有辉绿岩。早第三纪以后未见侵入岩形成。

1.闪长玢岩

为燕山期形成的浅成侵入岩，规模变化大，多呈不规则的岩脉穿插在古生代及中生代地层之中，一般沿断裂带分布，主要见于滨南及孤岛凸起周围，蚀变较深，角闪石多被绿泥石化，斜长石绢云母化较强.

2.煌斑岩

为暗色二分脉岩，主要侵入在中生代、古生代地层以及泰山群变质岩中，一般都是沿基岩断裂带侵入而形成的。煌斑岩一般为暗色，主要成分为黑云母及长石，具斑状结构，斑晶一般大小为1～3毫米。基质占68%，其中以薄板状钾钠长石为主，约占40%，大小为0.03×0.3毫米。有的见聚片双晶；细粒辉石占5%，黑云母10%。副矿物有磷灰石（占2%）、磁铁矿、黄铁矿及锆石。

3.辉绿岩

为侵入在沙河街组各段地层中的浅成岩，产状多为岩床。主要分布在惠民凹陷及东营凹陷的南斜坡（表1−7−20）。此外，在沾化凹陷个别探井中也可见到，各地区所见的辉绿岩

岩石类型不同，侵人的层位不同。

表 1-7-20 济阳坳陷辉绿岩的分布及岩石类型表

地区	井 号	岩石类型	侵入层位
惠民凹陷	临 9、13、14、22、27、29、42、47、67 井、惠 4 井	钛辉石辉绿岩	$Es_2^{上}$
	临 8、11、30、32、41、63、64、66、肖 3、盘 20、32 井	含橄榄石钛辉石辉绿岩	$Es_2^{中}$—$Es_2^{下}$
	商 1 井	钛辉石辉长辉绿岩	$Es_4^{上}$
	商 4 井	辉绿岩	$Es_3^{下}$—$Es_4^{中}$
东营凹陷南斜坡	通 16 井	辉长辉绿岩	Es_4
	通 2 井	橄榄辉长辉绿岩	Es_2
	通 1、纯 10、纯 101	辉绿岩	Es_2
	通 7 井	辉绿岩	$Es_4^{上}$
平方王	滨 18 井	辉长辉绿岩	$Es_4^{上}$
沾化凹陷	义 13 井	辉绿岩	$Es_4^{上}$

辉绿岩多具有斑状结构，斑晶为钛辉石及橄榄石，有的钛辉石斑晶具有嵌晶含长结构。基质具辉绿结构，多为间粒结构，由板状斜长石构成的三角形格架和填集于格架中的他形粒状钛辉石构成。有的岩石具有辉长辉绿结构，由半自形的基性斜长石及辉石组成，晶粒较大。

辉绿岩侵入时带来的热液和热量可引起围岩蚀变和接触变质。顶部围岩的变质对确定火成岩的产状是很重要的。辉绿岩引起的围岩变化有多种多样，这主要取决于围岩的性质（表 1-7-21）。

表 1-7-21 辉绿岩的围岩变化表

井 号	岩石类型	侵入层位	围岩岩性	围岩变化
通 2 井	含橄榄石辉长辉绿岩	$Es_2^{中}$	泥岩	硅化
义 13 井	辉绿岩	$Es_4^{上}$	顶板为泥岩	黄铁矿化、碳酸盐化
商 1 井	辉长辉绿岩	$Es_4^{上}$	灰岩	矽卡岩化、大理岩化
商 4 井	辉绿岩	$Es_3^{下}$	油页岩	碳化页岩
临 11 井	含钛辉石橄榄石辉绿岩	$Es_2^{中}$	顶板为泥岩	黄铁矿化、碳酸盐化

综上所述，不难看出，第三系的火成岩分布具一定规模。侵入岩和火山岩发育的地区基本一致，主要见于惠民凹陷临邑断裂带。有的辉绿岩和基性火山岩受断层控制，可能是同期

形成的。渐新世沙一段沉积时期和中新世早期馆陶组沉积前，即盆地强烈下陷期，是基性火成岩形成的主要时期。由于不同凹陷、不同地区的主要断陷发育时期不同，断陷活动强度差异大，导致岩浆活动的时期和强度有明显差异。因此，对火成岩的研究除对济阳坳陷及外围地区的地质构造发展史颇为重要外，作为储集岩进行研究，将对油气勘探与开发提供必要的资料。

三、火成岩的储集空间

火成岩具有良好的储集空间，可成为油层，甚至可获高产，已在济阳坳陷的不少探井中得到证实。从表 1-7-22 看，火成岩见含油显示的层位和岩类均较多。火成岩一般都是非渗透层、特别是侵入岩，一般原生孔隙不发育。经对含油火成岩的薄片鉴定、扫描电镜观察、孔隙度、渗透率及碳酸盐含量等项分析，认为：

表 1-7-22　火成岩中的油、气显示简表

地区	井号	显示井段(m)	厚度／层数	含油级别	岩　性	层　位
沾化凹陷	大 43—35	1810～1829	19／1	油层	煌斑岩	中生界
	义 13	3016.2～3079	13.2／3	油层	辉绿岩	$Es_3^{下}$
	罗 15	3140～3143.5	3.5／1	微含油	辉绿岩	$Es_3^{下}$
	义 51	2647～2653.5	6.5／1	微含油	水底喷发的基性火山岩	Es_1
滨南	滨 338—6	1760～1797	30／2	油层	玄武岩	Es_4
惠民凹陷	商 74	3372～3517		油层	钛辉石辉绿岩	Es_3
	夏 13		24.5／11	油斑	水底喷发的基性火山岩	Es_1
	夏 8	2037.2～2046.8	11.4／4	油斑	水底喷发的基性火山岩	Es_1

1）火成岩的储集空间一般不发育，但类型较多，孔、洞、缝三大类均有。总计有 10 种（表 1-7-23）。各种孔隙大小悬殊，分布极不均匀。有些孔隙类型的分布与岩性关系密切。

2）具有良好的孔隙。根据车镇凹陷大 43—35 井及大 43—49 井两口井 105 个岩芯样品的物性资料统计，煌斑岩的渗透率及孔隙度平均值均高于侏罗系含油砂岩（表 1-7-24）。煌斑岩的最大孔隙度为 25.2%，最大渗透率为 30×10^{-3} 二次方微米；而侏罗系含油长石砂岩的最大孔隙度为 19.5%，最大渗透率为 10×10^{-3} 二次方微米。由此认为煌斑岩储集层属于孔隙型，不是裂缝型。

3）构造裂缝对多孔储集岩的形成起着主导作用，它是各种流体活动的通道，沿裂缝往往发育有各种次生孔隙，在局部地区可形成较好的储集层。大 43—35 井 19 米厚的煌斑岩储层可作为例证（图 1-7-15）。

4）晶溶孔是最主要的储集空间。解理缝发育的辉石和角闪石最易形成晶溶孔，不仅数量多，而且孔径较大。此外，可见孔径较小的长石溶孔、黑云母晶溶孔及晶间孔。根据扫描电镜下观察，常见造岩矿物的溶解是有规律的：①微缝隙的存在是形成晶溶孔的有利条件，有许多矿物的溶解是从解理缝开始进行的，解理缝宽的矿物，如辉石及角闪石，易形成晶溶孔；②不稳定的暗色矿物易发生次生变化，被碳酸盐及绿泥石等不稳定次生矿物交代，同时

出现晶间微孔隙，有利于进一步溶解形成晶溶孔。由此可见，基性火成岩的矿物组合特征，较之一般砂岩更有利于形成晶溶孔。这也是煌斑岩的孔隙度高于其上、下砂岩孔隙度的原因。晶溶孔为主的火成岩储集层，孔隙的连通性较差。以大 43—35 井煌斑岩储集层为例，孔隙度和渗透率之间没有好的线性关系（图 1-7-16），特别是当孔隙度大于 15%时，渗透率的变化基本与孔隙度无关。对于这种储集岩，渗透率主要取决于裂缝的发育程度，在开发中采取压裂增产措施，预期可收到好的效果。

表 1-7-23 济阳坳陷中新生界火成岩储集空间类型表

储集空间类型	一般大小（mm）	丰度	岩石类型	形成机理
构造裂缝	<1	+++	各种火成岩	构造应力作用
收缩缝		+	各种火成岩	岩浆冷却
气孔	3～8	+	玄武岩	岩浆中的气泡作用
气泡孔	0.03～0.1	+++	水下喷发的基性火山岩	岩浆中的气泡作用
暗色矿物晶溶孔	0.05～1	++	侵入岩及喷出岩	溶解作用
斜长石晶溶孔	0.05～1	++	辉绿岩、煌斑岩	溶解作用
晶间溶孔	0.02～0.1	+	煌斑岩	溶解作用
解理溶缝	0.02～0.03	+	煌斑岩	溶解作用
晶间孔	0.01～0.03	+	煌斑岩	自形黑云母的结晶作用
溶洞	10	+	玄武岩	

注："+"示相对丰度。

表 1-7-24 济阳坳陷中生界煌斑岩与侏罗系含油砂岩的物性数据对比表

井号	岩性	样品数	孔隙度（%）			渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）		
			最大	最小	平均值	最大	最小	平均值
大 43—35	长石砂岩	14	19.5	5	14	10	0.09	2.1
	煌斑岩	69	25.2	5.2	15	30	0.9	6.6
大 43—39	长石砂岩	10	14.6	6.8	10	5.7	0.08	1.5
	煌斑岩	12	21.7	14.3	16.6	1.6	0.12	0.3

5）胶结作用是使储集空间变差的主要作用。在本区的火成岩储集层中，已发现有多种自生矿物作为胶结物。常见的有衬边状绿泥石、铁白云石、方解石、发丝状自生伊利石、自生石英、自生长石、沸石。有些自生矿物按一定顺序充填溶孔，如滨 338—6 井 1764.8 米的样品中，依次充填孔隙的自生矿物有：衬边状或被膜状绿泥石，鲕状白云石，马牙状白云石，中沸石，渗透砂与渗滤鲕共生，并形成较晚。

上述自生矿物中，以碳酸盐矿物对孔隙性影响最大。根据车镇凹陷大 43—35 井煌斑岩孔隙度和碳酸盐含量所做的关系图来看（图 1-7-17），随着碳酸盐含量的增加，孔隙度有明显降低的趋势，符合这一规律的样品占 80%。

6）形成溶孔的溶解作用，既可在古风化带及渗流带进行，也可在地下深处进行。如在滨南沙四段的玄武岩储集层中，有淡水溶解形成的孔隙，其中充填有静水鲕砂；大 43—35 井煌斑岩储集层中的溶孔，是在地下深处溶解形成的，其主要根据是溶孔周围见有自形磷灰石，没有溶蚀现象；它是一种在风化带极不稳定的矿物。它的大量存在，说明这种煌斑岩没有受过风化带的大气水影响，而是受过深层溶解作用。

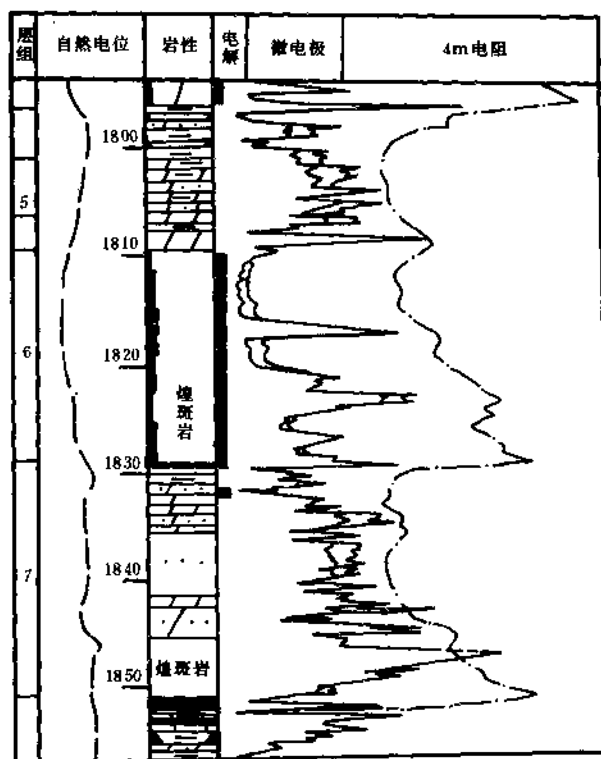


图 1-7-15　车镇凹陷大 43—35 井柱状剖面图

以上说明，火成岩的原生储集空间极不发育，但在某些特定的条件下，可能形成以次生孔隙为主的储集层；构造裂缝发育、溶解作用较强以及胶结作用较弱，是形成火成岩储集层的有利条

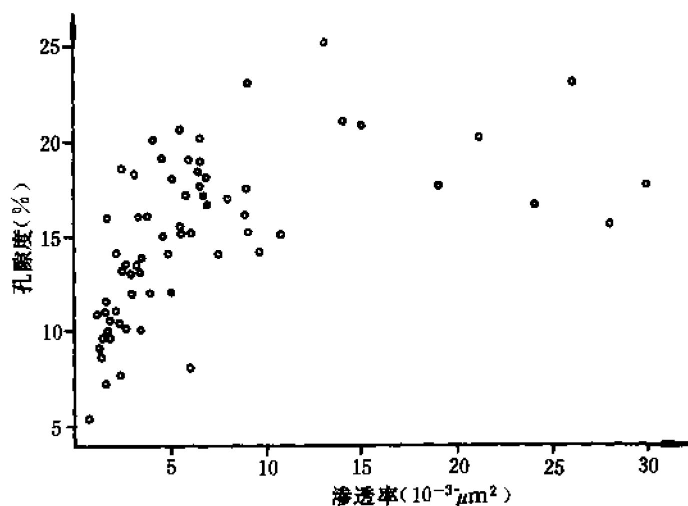


图 1-7-16　车镇凹陷煌斑岩储集层孔隙度和渗透率关系图

件。由此可见，在一般情况下，火成岩储集层分布面积不大，厚度有限，层内的储集性往往变化很大，常有不规则状非渗透岩体相伴出现。勘探这类油藏时，必须充分考虑到这种复杂性。

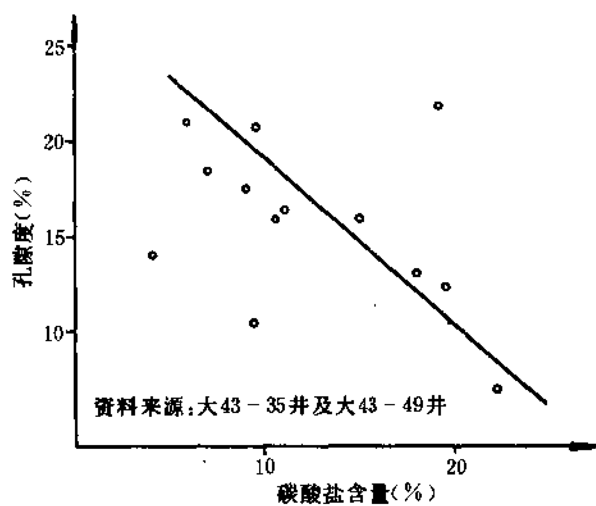


图 1-7-17　煌斑岩油层孔隙度和碳酸盐含量关系图

第八章　水 文 地 质

济阳坳陷是一个油气资源十分丰富的地区。在济阳坳陷的全部历史演化过程中，水起到了搬运物质和载运油气的作用。研究济阳坳陷地下水的生成、发展、运动规律及水化学特征，也就是研究油气生成、运移和聚集的规律，因为烃类的生成、运移、聚集直至形成油气藏总是和地下水的活动密切相关的。由于地下水与油气的长期共存和接触，必然引起水和油气在成分上发生活跃的交换，水中必然保存有油气的某些特色。如果研究并查明各含水层的地下水的水化学规律、水动力条件，对研究、评价和预测含油气性和油气聚集规律都具有重要意义。

第一节　含水岩系的划分及水文地质期水文地球化学作用期的划分

一、含水岩系的划分

含水岩系是在地质历史上具有统一的或相似的岩性、岩相、储集空间类型、构造断裂特点、水动力状态的含水岩层与其不导水的夹层（隔水层）所组成的一套岩系。据此，可将济阳坳陷自老而新划分为四大含水岩系。

（一）古生界含水岩系

古生界含水岩系，包括太古界顶部风化面在内，两者间虽有 16 亿年的沉积间断和较大的不整合，但这两套地层长期依附，具有统一的裂隙系统和统一的水力联系，是济阳坳陷中、新生代沉积盆地的基底。习惯上把它们做为统一的含水岩系。该含水岩系主要有以下特点:

1）下古生界海相碳酸盐岩为主要含水岩系，其余为裂隙微弱含水。

2）该两套地层形成后，均经历了强烈的构造变动，遭受强烈的风化和剥蚀作用，经历了多次岩溶化，在碳酸盐岩层内形成孔、缝、洞统一的联通系统。

3）储集空间类型多数为岩溶裂隙储集型。

4）目前钻井揭露的地层均在潜山部位。潜山在上覆岩层沉积前发育了互相连通的裂缝系统，有统一的水力联系。

（二）中生界含水岩系

中生代的燕山运动是济阳坳陷从华北陆台断裂解体的初期阶段。此期，断裂、火山熔岩及火山碎屑发育，从而使地下水具有裂隙含水特点，与下伏基岩潜山含水岩系有很大区别，但它又不同于第三系，自成一体。因此，应划为独立的含水岩系。

（三）新生界下第三系含水岩系

早第三纪是断陷发展阶段，坳陷内形成凹凸相间的构造格局。由于地壳多期的升降、断陷湖盆沉降中心的不断迁移、水域的广度和深度发生变化以及气候变迁等因素的影响，使厚达数千米的早第三纪沉积物呈现多旋回变化。因此可将下第三系含水岩系细分为始新统 ($Ek+Es_4$)；始新—渐新统（Es_3)；渐新统（Es_2、Es_1、Ed）三个含水岩层。

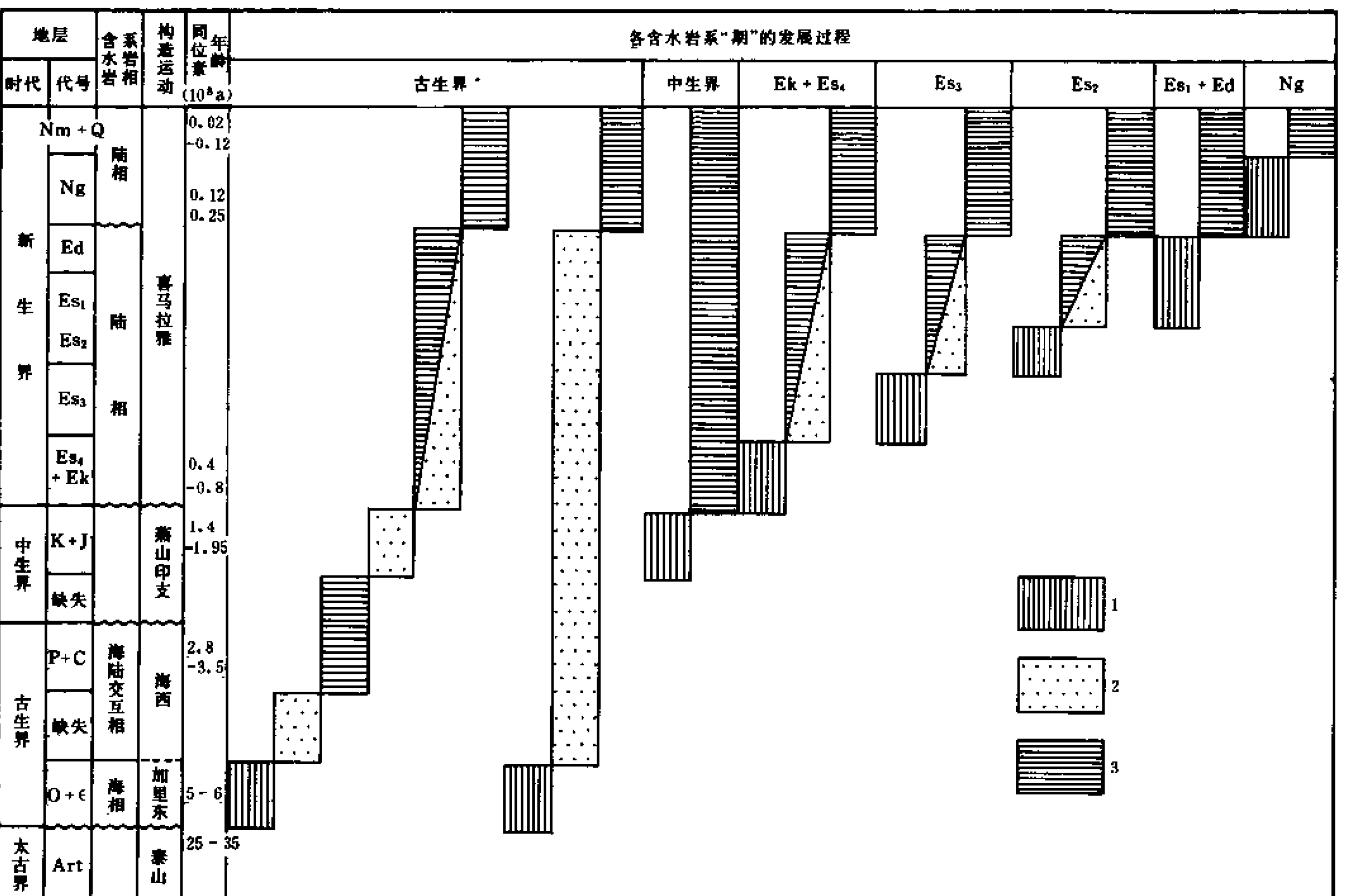


图 1-8-1　济阳坳陷含水岩系水文地质期水文地球化学期演变模式图

1—沉积作用期、同生沉积水形成水文地球化学期；2—淋滤、溶滤作用期、溶滤、淡化作用水文地球化学期；3—埋藏作用期、蒸发浓缩水文地球化学作用期

(四) 新生界上第三系含水岩系

东营组沉积后，经历了大约一千多万年的沉积间断。至晚第三纪，早第三纪形成的断陷湖盆扩大为坳陷湖盆，结束了凹凸相间的构造格局，使济阳坳陷成为统一的水力系统。因此，可把上第三系（连同厚度不大的第四系）作为一个统一的含水岩系，并将上第三系划分为两个含水岩层，即馆陶组含水岩层，明化镇组与第四系含水岩层。

二、水文地质期及水文地球化学作用期的划分

水文地质随着地质历史的发展而发生不断的变化。而在地质历史的某个地质时期内，水文地质却是相对稳定的，这种稳定性表现在地下水的形成条件具有方向性和地下水的地球化学作用具有阶段性的特点。一般把反映地下水形成的一个特定的地球化学环境的地质时间段称为水文地质期；把在特定的水文地质期内水化学的演化作用过程，称为水文地球化学作用期。

根据地壳构造运动、水动力和水化学条件及水文地质环境等因素，将济阳坳陷的水文地质期及水文地球化学期划分为以下四种型式（图1-8-1）。

1）沉积作用水文地质期，同生沉积水形成的水文地球化学作用。

2）淋滤作用水文地质期及溶滤淡化水文地球化学作用。

3）埋藏封闭作用水文地质期及蒸发浓缩水文地球化学作用。

4）构造热液作用水文地质期及强烈浓缩水文地球化学作用。

第二节　各含水岩系的形成历史、水化学特征及油气聚集关系

地下水化学成分的特征，是地史发展过程中经历的各种因素综合作用的结果，而利用水的化学成分可以指示同一含水岩系的油气聚集规律。

一、古生界含水岩系

(一) 古生界含水岩系水化学成分的基本特征

1. 水化学类型

按苏林分类法，$CaCl_2$ 型水为深成水，预示着地下水经较强的深部变质作用形成；而 $NaHCO_3$ 型水，多数认为有后生水的加入，大多数是深成水经淡化作用而形成的；$MgCl_2$ 型水介于二者之间。研究水化学类型，对于了解地下水的形成具有指导意义。东营凹陷全部为 $CaCl_2$ 型水。惠民凹陷中的阳信洼陷和王判镇地区也为 $CaCl_2$ 型水。

2. 总矿化度

反映地下水的浓缩程度和变质作用。济阳坳陷多数地区为10～20克／升（为正常海水浓度的1／3），不同构造部位的地层水总矿化度差异较大：在潜山高部位（凸起上），如陈家庄、义和庄凸起的高部位，地下水总矿化度均小于10克／升。

低潜山地下水的总矿化度一般大于20克／升。如平南低潜山、阳信低潜山等。在同一潜山上，随潜山埋藏深度的增大，地下水总矿化度增高（表1-8-1与图1-8-2）。

3. 总矿化度与水化学组分的关系

总矿化度与 Cl^- 及 Na^++K^+ 的含量呈明显的正相关关系，即随着总矿化度的增大，Cl^- 呈直线增加，Na^++K^+ 也呈直线增加，HCO_3^-、SO_4^{2-}、Ca^{2+}、Mg^{2+} 离子无明显线性关系。多数地区，Na^++K^+ 含量为40%～49%，Cl^- 含量为46%～49%。而沾化凹陷中 Cl^- 含量明显变低，多数在30%～40%，HCO_3^- 多数在1%左右，SO_4^{2-} 一般在0～2%之间，极少数大于2%。

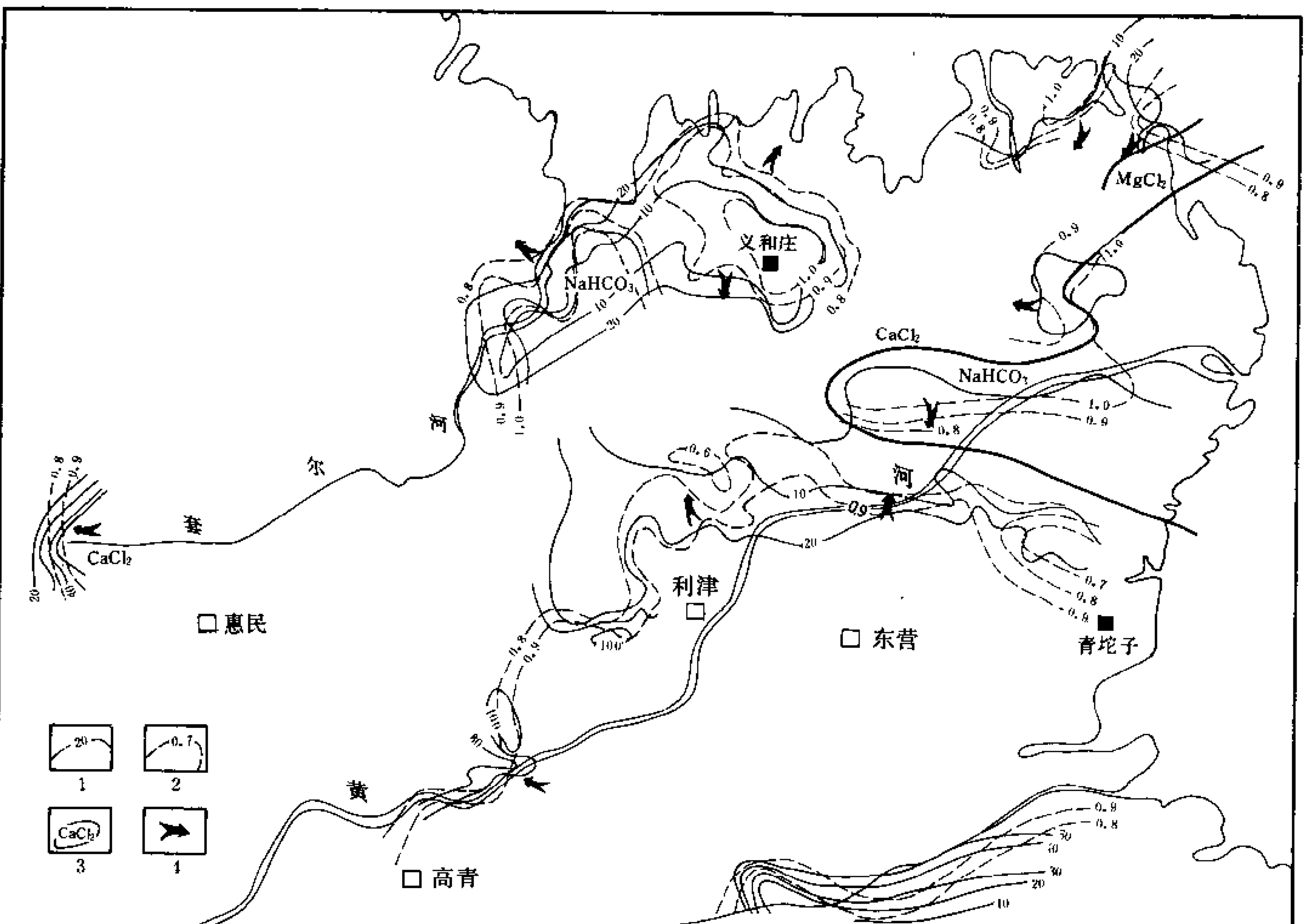


图 1-8-2 济阳坳陷古生界油田水总矿化度及水型分布图

1—矿化度等值线（g/l）；2—钠氯（离子比）等值线；3—水型界线；4—地层水流向

表 1-8-1　单家寺潜山地下水总矿化度与构造部位关系表

剖面方向	所处构造剖位	井号	出水井段(m)	总矿化度(mg／l)	水型	层位
北 ↓ 南	凸起 | 至 ↓ 凹陷	单 5	1025～1033.2	17723	$CaCl_2$	Art
		单古 1	1146～1286	19251	$CaCl_2$	Art
		单 2-15	1410～1437	30852	$CaCl_2$	Art
		单古 2	2511～2573	125453	$CaCl_2$	Art

4. 离子比值

与地下水的流动方向和含水层的封闭程度有关。古生界含水岩系的钠氯比（γ_{Na}/γ_{Cl}）平均为 0.806，均小于现代海洋水（0.87）；惟义和庄、孤岛凸起上该比值大于 1，高于现代海洋水的比值。而变质系数（$\gamma_{Na}-\gamma_{Cl}/\gamma_{Mg}$）与此相反。

在东营凹陷由凸起的中心向四周，其钠氯系数由大变小，而变质系数由小变大。沾化凹陷较复杂，在孤岛凸起上，由凸起向凹陷，在桩西地区，自东而西钠氯系数由大变小，变质系数则由小变大。在埕东及义和庄凸起，车镇凹陷南部及阳信洼子，由凸起向凹陷钠氯比值由小变大，变质系数由大变小（图 1-8-3）。

5. *D* 函数规律●

D 函数的概念及其分类与计算在此不详述。但研究地下水的 *D* 函数规律，对于区别油田水与非油田水、阐明水化学成分的形成规律具有重要意义。

●*D*函数定义：

$$D=100\times\{1-〔(\Delta P)_m-(\Delta P)_{vm}〕\}$$

式中：*P*是化学组分的比率，$\sum_{i=0}^{n}P_i=1$，*n*为总的化学组分的数目；$(\Delta P)_m$是相邻*P*的所有正差的最大值；$(\Delta P)_{vm}$是第二最大值。

例：尚店油田滨331井馆陶组1258～1272.0米井段油田水的阴离子$Cl^-=99.2\%$；$SO_4^{2-}=0.1\%$；$HCO_3^-=0.7\%$；那么 $P_1=0.001$；$P_2=0.007$；$P_3=0.992$ 则$\sum P_i=1$

据 *D* 函数定义，一种零组分被加入到这三种组分中去，按递增顺序排列：0，0.001，0.007，0.992

$\Delta P_1=0.001$；$\Delta P_2=0.006$；$\Delta P_3=0.985$；

〔$\Delta P_1=P_1-P_0$；$\Delta P_2=P_2-P_1$；$\Delta P_3=P_3-P_2$ 得出的〕

则 $(\Delta P)_m=0.985$；$(\Delta P)_{vm}=0.006$；

代入公式：$D=100\times〔1-(0.985-0.006)〕=100\times〔1-0.979〕=100\times0.021=2.1$

$\therefore D_{阴}=2.1$

该油田水阳离子 $K^++Na^+=80.8\%$；$Ca^{2+}=10.8\%$；$Mg^{2+}=8\%$，据同理算出 $D_{阳}=38$　　则滨 331 井 *D* 函数为：$D_{阴}$ 2.1$D_{阳}$ 38

D 函数定义摘自 J.W.哈博，D.F.梅兰亚姆著，电子计算机在地层分析中的应用，科学出版社，1978 年。

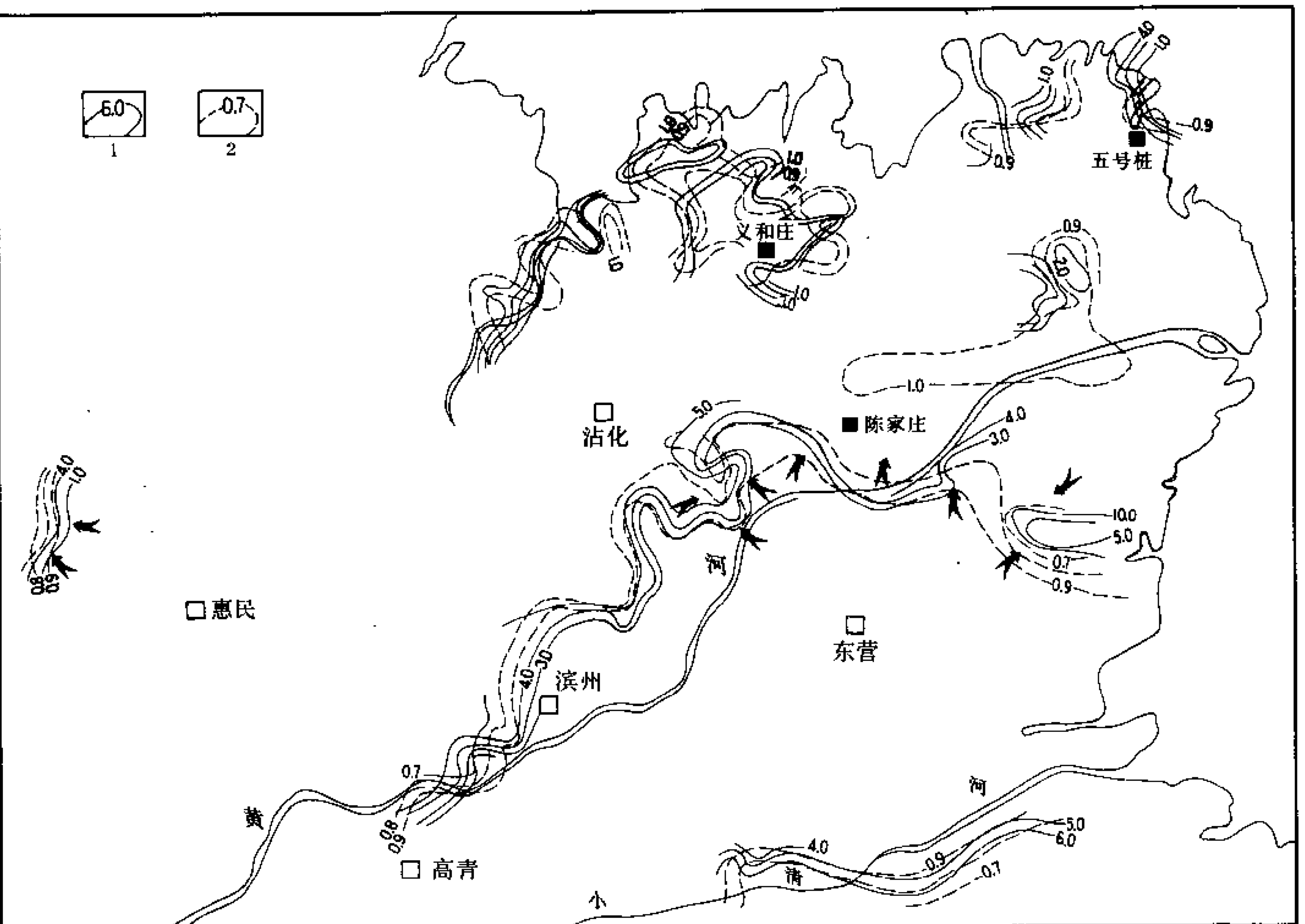


图 1-8-3 济阳坳陷古生界含水岩系离子比值等值线图

1—变质系数等值线；2—钠氯离子比等值线

济阳坳陷古生界油田地下水的 D 函数多为阴型低值（小于 5），具有明显的油田水特征。具体分布规律为：东营凹陷全部为阳型 D 函数，且 D 函数多数小于 5。凹陷北部及南部，由南向北、其值由大变小。沾化凹陷多数为阴型 D 函数分布区。阳信洼陷为阳型 D 函数分布区，由洼陷中心向西，D 函数由大变小。

水的 D 函数值与原油物性的关系：统计表明，在潜山油藏中，阳型 D 函数的油田水，其原油多数为氧化型，阴型 D 函数的油田水，其原油多为还原型（图 1−8−4，表 1−8−2）。

表 1−8−2　D 函数与原油性质关系表

原油类型	原油物性				油田水 D 函数特征	
	相对密度	粘　度 (mPa · s)	含硫量 (%)	凝固点 (℃)	$D_{阳}$	$D_{阴}$
还原型	0.8183～0.8382	2.5～5.4	0.09～0.12	24～28	32.6～59	2
氧化型	0.9195～1.0423	31～62	1.56～8.03	10～14	13.86～16.56	28.3～54.7

6. 各种离子横向变化规律

济阳坳陷古生界地下水中的各种离子，横向变化较为明显：Na^+、Cl^- 值始终处于领先地位，即 Cl^- 占首位，Na^+ 占第二位，仅在垦利潜山及孤岛潜山中 Cl^- 变为第二位；Ca^{2+} 始终处于第三位，但在桩西潜山，Ca^{2+} 占第二位，垦利潜山 Ca^{2+} 退居末位，而 SO_4^{2-} 及 HCO_3^- 均高于 Ca^{2+} 值。

（二）古生界含水岩系水化学成分的形成

古生界含水岩系地下水水化学成分的形成，大体上经历了六个水文地质期及水文地球化学作用，各期的主要水化学特征如下。

（1）沉积作用水文地质期和同生沉积水形成的水文地球化学作用　古生界含水岩系主要是奥陶系碳酸盐岩岩溶裂隙含水。因此，其同生沉积水的原始总矿化度应为 35 克／升（海水总矿化度）。

（2）淋滤作用水文地质期溶滤淡化水文地球化学作用　同生沉积水形成后，由于地壳上升（指加里东运动期缺失 O_3—C_1 地层），沉积间断约 1～1.3 亿年，遭受风化、剥蚀、大气降水的淋滤，使碳酸盐岩地层发生岩溶化作用（济阳坳陷第一次岩溶化时期），同生沉积的海水被渗入水混合、交替，成为岩溶型淡水。

（3）埋藏封闭作用水文地质期及蒸发浓缩水文地球化学作用　早石炭世末，该区整体下降，接受 C_2—P 的沉积。潜山岩溶型淡水被以上沉积层所覆盖，地下水经历 0.9～1.2 亿年的封闭作用，长期蒸发浓缩使淡水转化为盐水。虽然由于海西运动使该区有 0.5 亿年的沉积间断（缺失三叠系），但由于当时地壳运动以垂直升降运动为主，没有大的断层，地下水为蒸发浓缩作用，一直持续到早侏罗世末。

（4）第二次淋滤作用水文地质期及第二次溶滤淡化水文地球化学作用　早侏罗世末发生的燕山运动，使沉积层发生剧烈的张扭性与张性断裂，古生界巨厚的盖层解体，含水岩层（碳酸盐岩）裸露地表，大气降水及各种地表水体（淡水）进入潜山含水层中，导致了济阳坳陷第二次岩溶化时期。由于当时断裂十分发育，造成了溶滤淡化作用的深度和广度都超过了第一次岩溶化时期，而形成古生界岩溶淡水。

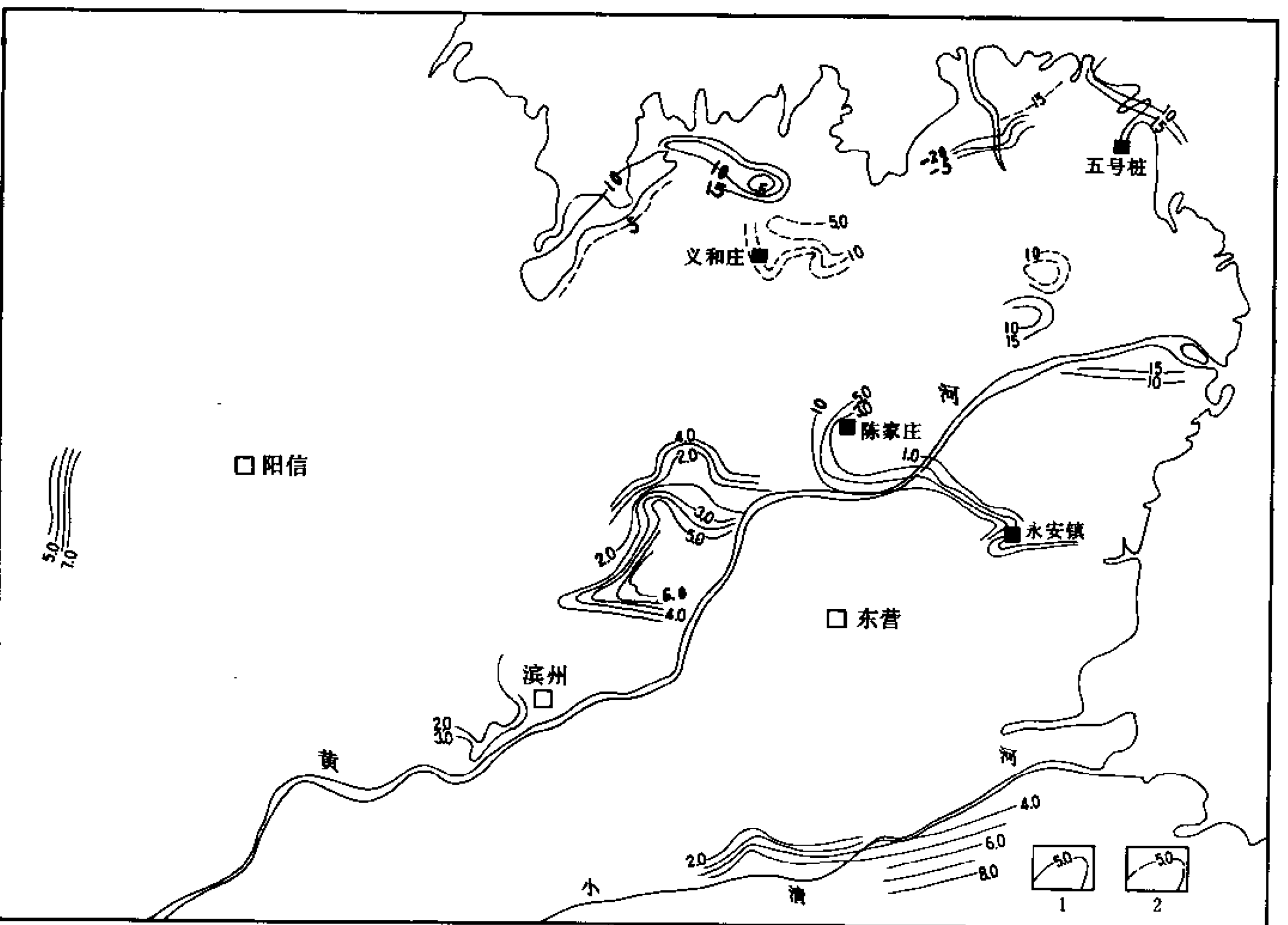


图 1-8-4 济阳坳陷古生界 D 函数分布等值线图

1—$D_{阴}$等值线；2—$D_{阳}$等值线

(5) 埋藏—淋滤作用并存的水文地质期及浓缩与淋滤并存的水文地球化学作用　进入新生代后，由于地壳区域性陷落的差异性，盆地外围有高山环绕，坳陷内有中、低山分布。在岩溶地貌尚未准平原化就被下第三系所覆盖，造成了在山的低部位以埋藏蒸发浓缩作用为主，而山的高部位仍接受大气降水的补给，有溶滤作用存在。淡水沿原有的缝、洞流动，扩大了中生代形成的岩溶。此乃济阳坳陷第三次岩溶化时期。

(6) 埋藏封闭作用水文地质期，蒸发浓缩水文地球化学作用　馆陶组沉积后，距今大约0.12～0.25亿年，济阳坳陷进入以整体下沉为主的坳陷阶段。由于古生界残留的裸露部分全部被埋藏，使以往在潜山顶部的淡水和下部的盐水全部进行蒸发浓缩作用，形成现今的地下水。

(三) 古生界地下水水化学成分与古生界油气聚集的关系

基于对济阳坳陷两次成油和油气运移成果研究的认识，从水文地质和水文地球化学观点出发，认为古生界油气聚集与地下水水化学成分有如下关系。

1) 古生界油气藏多数分布于 $CaCl_2$ 型水的分布区。而 $NaHCO_3$ 型水分布区多数遭受侵人水的影响，处于氧化环境，不易形成油气藏。

2) 凹陷区地下水矿化度高，地静压力大；凸起区矿化度低，地静压力小。油气在二次运移过程中，在地静压力的作用下，水由地静压力大的地区向地静压力小的地区运移，必然携带着油、气一块运移。凸起上的淡化水，在重力作用下，自上而下发生淋滤作用。地下水在这两种作用的交替带部位，即压力平衡带进行水化学混合作用，使油、气、水一起进入岩溶或构造裂隙中从而形成油藏。该带总矿化度为 10～20 克／升，为潜山油气藏的富集地区。

3) 刘济民在“油田水文地质勘探中水化学及其特征指标的综合应用”一文中指出：离子比值（指 Na／Cl、Cl—Na／Mg 等）可指示出局部潜山带的地层流体的迁移方向，即沿流体迁移方向，Na／Cl 值由大变小，而 Cl—Na／Mg 值由小变大。据此可以预示：陈家庄凸起的腰部、永安地区潜山腰部、草桥—八面河潜山低部、郑 14 井区、单古 1—单古 2—利 31 井区，孤岛—义和庄凸起腰部、阳信洼陷西部，为地下水运移方向，也是油气聚集的有利场所。

4) 古生界潜山高部位，地下水总矿化度低，Cl^- 含量低，封闭作用时间短，地下水活跃，处于氧化环境，不利于油气聚集。即使有油气富集，也多数因氧化作用而为稠油。

二、新生界下第三系含水岩系

下第三系是济阳坳陷的主要含油层系，各种资料比较齐全，研究程度也比较高，故将其分为三个含水岩层。

(一) 始新统（孔店组—沙四段）含水岩层

始新统沉积时，济阳坳陷周边为古陆环抱，中部有四座大山林立，属亚热带干热气候，以近源剥蚀和充填为主的沉积，由边缘向盆地中心，由粗粒碎屑物沉积区，逐步过渡为细粒泥质沉积区。这种沉积环境决定了地下水的水化学成分特征。

1. 水化学特征及水化学场的演变过程

(1) 水化学特征　东营凹陷绝大部分地区为 $CaCl_2$ 型水。在凹陷边缘部分出现 $NaHCO_3$ 型水（金家、尚店、单家寺、王庄等地区），平方王与尚店油田交界处为 $MgCl_2$ 型水。总矿化度高，一般均大于 60 克／升。以东部最高，为 80～150 克／升，北部较低，为 60～80 克／升。Na／Cl 离子比值，绝大多数地区小于 1（平均为 0.82），其变化规律是：由盆地边缘向中心逐步由大变小，而变质系数（Cl—Na／Mg）则由小变大。

沾化凹陷绝大多数地区为 $NaHCO_3$ 型水，总矿化度低，一般 10～30 克／升。个别地区为 $CaCl_2$ 型水，总矿化度较高，可达 30～45 克／升（义东、大王庄地区）。Na／Cl 离子比值，绝大多数大于 1，变化规律是：由凸起向凹陷内部逐步由大变小，变质系数（Cl—N／Mg）由小变大。车镇凹陷全部为 $NaHCO_3$ 型水，总矿化度最低，多为 10 克／升。潍北凹陷绝大多数地区为 $CaCl_2$ 型水，只在西部和南部出现 $NaHCO_3$ 型水，总矿化度变化较大，一般在 10～70 克／升。Cl—Na／Mg 比值由南、西南向北、东北方向由小变大；Na／Cl 由大变小。惠民凹陷全部为 $CaCl_2$ 型水。总矿化度较高，一般为 40～80 克／升，Cl—Na／Mg 在中央断裂带由北向南由小变大，Na／Cl 由大变小。该含水岩系的水型、总矿化度、离子比值变化情况，详见图 1-8-5、1-8-6。

(2) 水化学场的演变　从水化学场演变情况分析，大体经历三个阶段：

1) 沉积作用水文地质期，同生沉积水水文地球化学作用阶段。沙四段沉积时期，据利用硼含量计算古盐度表明：东营凹陷沙四段早期湖水古盐度应大于 40‰（大于 40 克／升），晚期的湖水古盐度为 21‰～40‰。（即 21～40 克／升），即沙四段东营凹陷同生沉积水为盐湖相卤水；沾化、车镇凹陷的沉积条件与东营凹陷相似，但由于南、北、中、东均为高山，接受降水补给较大，其同生沉积水应比东营凹陷稍淡，推测总矿化度为 20 克／升左右。

2) 埋藏封闭与淋滤作用并存的水文地质期及水文地球化学作用阶段。沙三段至东营组沉积时期，在东营凹陷主要以埋藏封闭作用为主，水型为 $CaCl_2$ 型水。但在东营凹陷周围的山头上，仍进行着淋滤作用，水型为 $NaHCO_3$ 型水，如平方王、单家寺等地；而在沾化凹陷，由于沙四段末期有较大规模的地层剥蚀（沉积间断），因大气降水，使总矿化度降低，水型改变，SO_4^{2-} 和 HCO_3^- 离子增多。但在深凹陷处（如义东地区）无沉积间断，水型仍以 $CaCl_2$ 型为主。这就是东营凹陷与沾化、车镇两凹陷沙四段水型不同的重要原因。由于这个沉积间断，促进沾化、车镇凹陷沙四段石灰岩岩溶发育。但沙三段沉积后，多数地区处于不断埋藏阶段，使同生沉积水经过浓缩作用，水的含盐量增加。

3) 埋藏封闭作用水文地质期及蒸发浓缩水文地球化学作用阶段。在晚第三纪—第四纪沉积时期，始新统含水岩层全部被深埋，由于上覆盐层的荷载加大（增加厚度 1500～2000 米），使始新统泥岩不断被压缩、失水，这些水持续地进入储集层（砂岩），发生内循环型挤压式水交替。同时因地下温度较高，导致地下水的蒸发浓缩作用，使水的含盐量不断增高；但可溶盐聚集于水中的转移过程不是无限地进行的，它总是逐渐富集稳定组分，贫化不稳定组分，使水中的稳定组分 Na^+，Cl^- 不断富集而成为“占绝对优势离子”。且因该期处于封闭还原条件，生物化学、硫酸盐还原作用、热化作用的进行，使水中 SO_4^{2-} 贫化甚至完全消失。

2. 始新统含水岩层水化学特征与油气聚集的关系

依据该含水岩系的有关水化学指标，预测油气聚集区带的分布，对油气勘探有一定的指导意义。从离子比值图上分析，离子比值的极值区是水流的排泄区，因此，古水流流动方向指向油气聚集的有利地区，如潍北凹陷的昌 31 井区附近，东营凹陷的王 3—王 17 井区、广利地区，沾化凹陷的罗家地区，惠民凹陷的临邑中央断裂构造带等地。

从水化学横向变化图上分析：在陈家庄凸起的北坡（即沾化凹陷的南坡带），HCO_3^- 及 SO_4^{2-} 离子聚集（占全部离子的第 3、4 位），而 HCO_3^- 是油气聚集的间接指标，说明该区有油气聚集；但同时 SO_4^{2-} 聚集，表明有淡水侵入，处于氧化环境，因而该区易形成稠油或沥青。

(二) 沙三段含水岩层（始—渐新统）

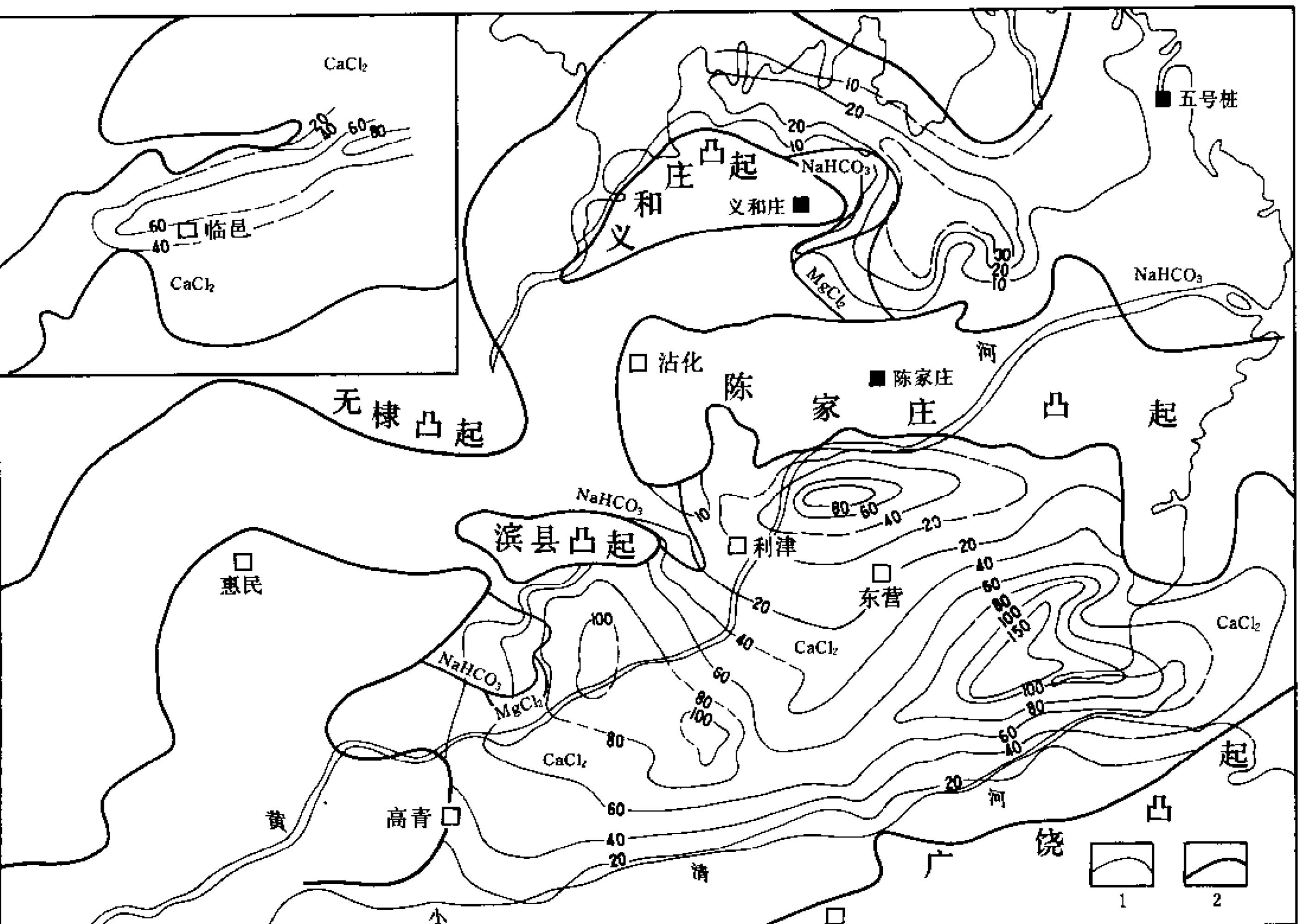


图 1-8-5　济阳坳陷沙四段油田水总矿化度及水型分布图

1—水型界线；2—凹陷凸起界线

图中等值线为矿化度等值线单位 g/l

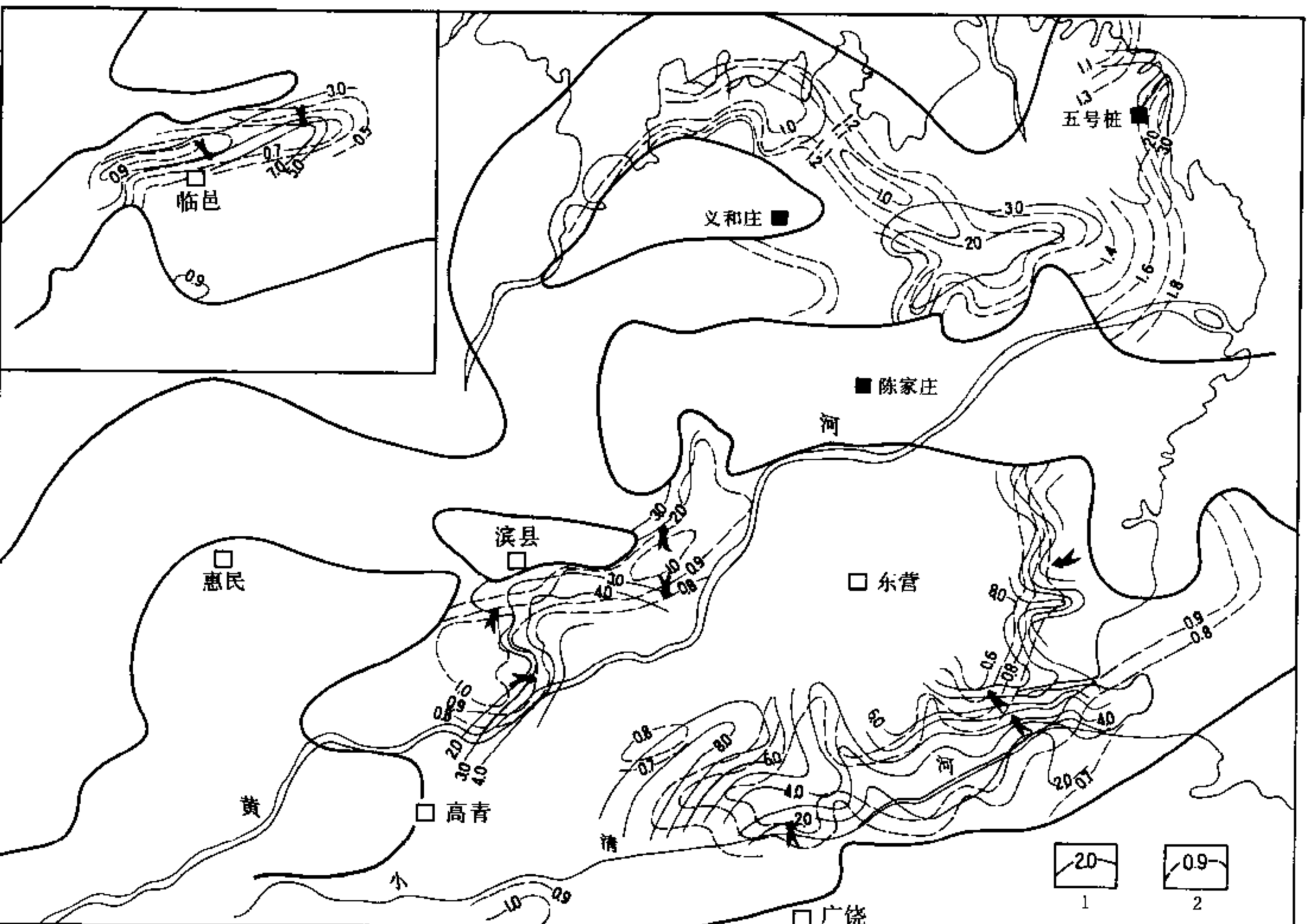


图 1-8-6　济阳坳陷沙四段离子比值等值线图

1—变质系数等值线；2—钠氯离子比等值线

沙三段是济阳坳陷的主要生油层和储油层，是第三纪湖盆发育全盛期的产物。由于湖盆下降幅度大、水域广、古气候温暖、潮湿、降雨量大、导致沙三段时期的盐湖转为淡水湖泊沉积，因而相应的水化学特征与沙四段有较大的区别:

1. 水化学成分的基本特征及水化学场的演化过程

(1) 水化学成分的基本特征　从图 1-8-7 上可以看出，坳陷北部的车镇凹陷和沾化凹陷的绝大部分地区，均为 $NaHCO_3$ 型水（仅在南面出现局部的 $CaCl_2$ 型水）；东营凹陷的绝大部分地区为 $CaCl_2$ 型水；只在滨南油田的西部、梁家楼油田、利津油田出现较大范围的 $NaHCO_3$ 型水；在王庄油田的南部，见有 $MgCl_2$ 型水；惠民凹陷几乎全部为 $CaCl_2$ 型水。

总矿化度的变化情况与水型一致，以东营凹陷最高，主体水的矿化度仍大于现代海洋水的矿化度（35 克／升）；惠民凹陷水的主体矿化度为 30～40 克／升；沾化、车镇凹陷水的总矿化度最低，一般为 10～20 克／升，特别是在沾化凹陷东及东北部地区，总矿化度均小于 10 克／升。

而总矿化度的变化只与稳定元素 Cl^- 及 Na^+ 离子的变化有关。随总矿化度的增加 Cl^- 与 Na^+ 成直线增加，且 Cl^- 的增大幅度较 Na^+ 的增大幅度明显。在低矿化度的沾车凹陷，Na^+ 离子的百分含量大于 45%（以阳离子毫克当量百分数总数为 50%计之，以下同），且多集中于 40%～49%之间，而 Cl^- 含量多分布于 10%～45%之间，集中于 15%～35%；在总矿化度高的东营和惠民凹陷，Cl^- 含量高，集中分布于 47%～50%之间。

从 *D* 函数分布情况分析，东营凹陷绝大多数为阴型 *D* 函数值分布区（仅在单家寺、利津、梁家楼油田出现阳型 *D* 函数），总趋势是由凹陷边缘向中心，*D* 函数值由大变小。惠民凹陷全部为阴型 *D* 函数分布区，临邑中央断裂带最低，向南向北 *D* 函数值逐步增大。据统计，*D* 函数值与原油性质关系密切：一般为半氧化型原油多数与阴型和阳型 *D* 函数有关，还原型原油虽有时与阴型 *D* 函数、有时与阳型 *D* 函数值有关、但其 *D* 函数值均为低值（表 1-8-3)。

表 1-8-3　原油性质与 *D* 函数关系表

原油类型	原油性质			*D* 函数特征		代表井号
	相对密度	粘度 (mPa · s)	含硫量 (%)	$D_{阳}$	$D_{阴}$	
半氧化型	0.9446	843	1.034	44.84	9.7	永 22 金 9 临 104
还 原 型	0.8632	16.52	0.22	2～42.4	2.4～64.6	桩 55 高 7 临 52

(2) 水化学场的演化过程　沙三段含水岩层水化学场的演化大体经历了以下几个水文地质过程。

1) 沉积作用水文地质期及同生沉积水形成的水文地球化学作用。沙三段沉积时期，湖盆经历了由深到浅的变化过程，即沙三段下部为深湖区（水深大于 80 米）的产物，是一套以灰色、深灰色泥质页岩为主的地层，地层厚度大，但砂层少，砂泥岩比率小于 20%。沙三中以浊积岩为主。沙三上沉积时期，由于基底上升盆地水体逐步变浅，盆地与周围地形趋于平缓，主要发育三角洲沉积，形成了一套灰色、深灰色泥岩夹砂岩地层，砂泥比率约为 30%～40%。但在整个沙三段沉积时期，因湖水与外界勾通扩大，湖水水质进一步淡化，因此，此期的水化学成分主要为陆相淡水。

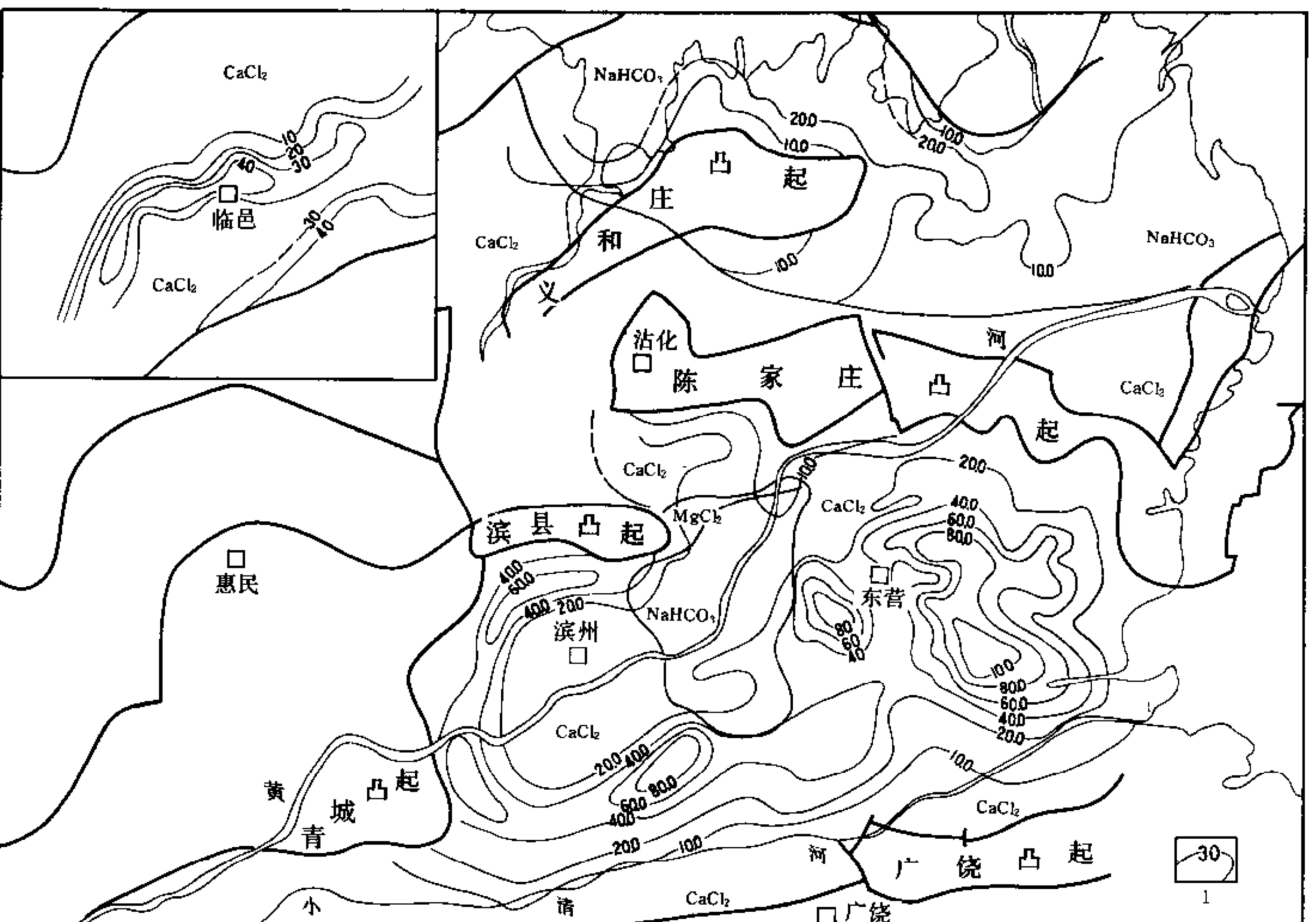


图1-8-7 济阳坳陷沙三段油田水总矿化度及水型分布图

1—矿化度等值线（g/l）

2）埋藏与淋滤作用并存水文地质期及水文地球化学作用。沙三段沉积后至沙一段沉积前，各凹陷的边缘及凸起上的沙三段裸露于地表，接受大气降水补给。淋滤作用使含 CO_2 的水大量进入沙三段，使地层水变为淡水。沙一段至东营组沉积时期，由于地壳下降，多数地区被沙一段超覆，进行着水的浓缩作用（淋滤作用仅在个别的山头上进行），使陆相淡水变成咸水。

东营组沉积末期的喜山运动东营幕，使济阳坳陷发生大量陷落性张性断裂。在背斜构造顶部，由于张性断裂的勾通，下伏高压沙四段以下的盐卤水通过断层向上覆层压力低的沙三段运移，使沙三段地层水急剧变咸。而在那些构造张性断层影响不到的地方（如梁家楼—滨州市、陈家庄北坡、孤东）仍以淡水为主，形成目前的低矿化度区。

3）埋藏封闭作用水文地质期及蒸发浓缩水文地球化学作用。馆陶组沉积至当代的0.125亿年中，由于区域性坳陷，各地潜山均被埋入地下，彻底断绝了淋滤通道，且断裂作用不发育，使沙三段的沉积水（及凸起上的淋滤水）完全处于"与世隔绝"的境地，这时深部进行着4种作用：①在上覆巨厚沉积层的高压之下，沙三段泥岩中的水全部被压出，向着有孔隙（即压力小）的砂岩中释放。②各种作用形成的张性断层，勾通了与沙四段高压盐水的联系，使沙四高压盐水向沙三含水层补给，使沙三段地层水变咸。③全部地层水在高温高压条件下，继续进行着蒸发浓缩作用（沾化凹陷以这种作用为主），阳离子交换作用及脱硫酸作用，使原来为淡水的同生沉积水变咸。④在商河—玉皇庙地区，由于岩浆喷发和侵入而引起地温场、水化学、水动力场的改变，构造热液作用，造成水化学异常。其中因沾化凹陷多数地区缺失沙二段，沙三段裸露地表接受大气降水的补给，使沙三段在整个地史时期封存的时间短，故表现在目前沾化凹陷地层水总矿化度比其他层系低（为10～20克／升）。东营凹陷封闭作用时间长，总矿化度高（仅在西北部因缺失沙二段、封闭作用时间短，总矿化度低）。商河地区的高矿化度水是由于岩浆侵入造成的。

2. 沙三段地层水水化学与油气聚集的关系

矿化度极大值分布区（东营凹陷80～100、沾化凹陷30克／升分布区），一般不利于形成沙三段油气藏，因为沙三段地层水矿化度一般不高，而目前的高矿化度水多是沙四段高矿化度水通过断层补给沙三段而形成的。由于断裂带水交替活跃，易将烃类带走。

钠氯化值（γ_{Na}/γ_{Cl}）的低值区，变质系数（Cl−Na／Mg）的高值区，是沙三段地下水流的聚集区，有利于油气富集。如王1—王32井区、梁家楼油田、永1井区、纯西、临77、盘8、渤南油田及八面河，通16井区、辛87、河2—河14井区等（图1−8−8）。

D 函数的低值区，一般均为沙三段油气聚集的有利地区。例如：东营凹陷油气富集区多分布在阴型 *D* 函数的低值区；沾化凹陷油气富集区多在阳型 *D* 函数的低值区。据此可以预测其他地区的含油气有利地区。相反 *D* 函数高值区多为非油田水的分布区，这些地区一般不易形成沙三段油气藏。

该含水岩层的脱硫系数为各油气层中最小的，说明本层为强还原环境，油气封闭好，有利于油气聚集。

（三）沙二段、沙一段含水岩层（渐新统）

沙二段是湖盆继续收缩的产物。全区主要发育有三角洲沼泽平原相，形成了一套下灰上红、下细上粗的砂、泥岩，砂、泥岩比例约占50%。而在沾化凹陷的边缘，沙二段没有沉积。

沙一段沉积时期地壳又下降，湖盆变深，形成了一套灰色及深灰色泥岩、油页岩、中部特殊岩性段（即生物灰岩段）。

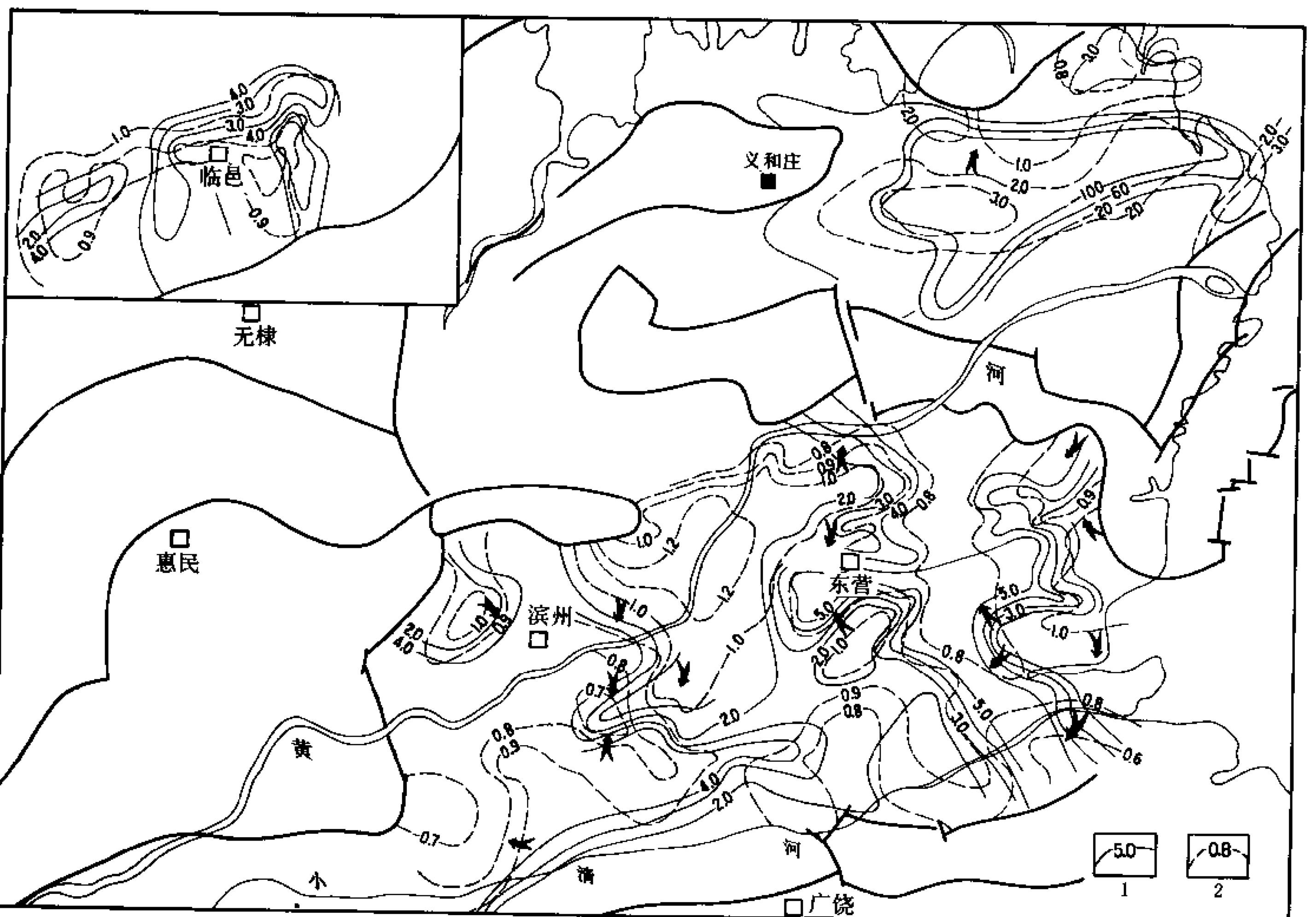


图 1-8-8　济阳坳陷沙三段 Na / Cl 与变质系数等值线图

1—变质系数等值线；2—钠氯离子比等值线

1. 水化学特征及其演化阶段

(1) 水化学特征　东营凹陷绝大部分地区为 $CaCl_2$ 型水，只在凹陷西北部的平方王—尚店、宁海—利津出现 $NaHCO_3$ 型水。东部出现 $MgCl_2$ 型水。但尚店—平方王地区的 $NaHCO_3$ 型水，出现在高矿化度区（总矿化度为 50 克／升～80 克／升）。惠民凹陷的临邑中央断裂带与阳信洼陷的绝大部分为 $CaCl_2$ 型水，仅在夏 5、商 18 井区出现 $NaHCO_3$ 型水，两井中间为 $MgCl_2$ 型水。沾化、车镇凹陷绝大部分地区为 $NaHCO_3$ 型水，仅在局部地区（大古 5、义 28、渤 94 井区）出现 $CaCl_2$ 型水（图 1–8–9）。

总矿化度变化的总趋势是东营凹陷最高（20～70 克／升），惠民凹陷次之（10～40 克／升），车镇凹陷第三（10～20 克／升），而沾化凹陷最低（一般小于 10 克／升）。总矿化度的变化与稳定组分（Na^+、Cl^-）有明显的正相关关系，随着总矿化度的增加，Cl^-及 Na^+有规律的增加，但 Cl^-的增大幅度较 Na^+大。

主要离子的百分含量差别较大，东营及惠民凹陷的 Cl^-均大于 40%，多集中于 45%以上；Na^+多集中分布于 45%以上，且集中于 40%～48%之间。沾化、车镇凹陷的 Cl^-分布在 10%～46%之间，Na^+一般均在 30%以上，集中分布于 43%～49%。离子比值变化较大，详见图 1–8–10。

从 D 函数变化情况看，东营凹陷绝大部分地区为阴型 D 函数分布区，仅在宁海—利津及平方王油田出现阳型 D 函数分布区；惠民凹陷的临邑洼陷主要为阴型 D 函数分布区，仅在商南地区出现阳型 D 函数分布区（图 1–8–11）。

原油性质与油田水 D 函数的关系较明显，氧化型原油多数为阳型 D 函数；半氧化型原油多数为阴型 D 函数的低值区。还原型原油多数与阴型 D 函数组成有关（表 1–8–4）。

表 1–8–4　原油物性与 D 函数关系表

原油类型	原油物性			地层水 D 函数		代表井号
	相对密度	粘度 (mPa · s)	含硫量 (%)	$D_{阳}$	$D_{阴}$	
氧化型	0.9996～1.0987	1902～6420	0.95～2.98	11.51	34.7	大 4、郑 5、孤古 16
半氧化型	0.9345～0.9856	267～1063	0.49～1.24	9.6	40.36	大 34、单 22、义古 22、高 69
还原型	0.8527～0.9282	9～137	0.13～0.68	19.49	7.87	滨 12、桩 88、宁 6、夏 22

(2) 水化学场的演变过程　从沙二段、沙一段含油岩层的水化学特征分析，大体经历了以下几个时期。

1) 沉积作用水文地质期、同生沉积水形成的末期水文地球化学作用。在沙二段—东营组沉积时期的同生沉积水以微咸水为主。东营凹陷沙二段古湖水的盐度为 10.5 克／升，沙一段中期古盐度为 0.4～2.3 克／升，基本为淡水湖泊；车镇凹陷沙二段古湖水的盐度为 19.1 克／升，比东营古湖水稍咸。

2) 埋藏封闭作用水文地质期蒸发浓缩水文地球化学作用。东营组沉积后地壳上升，约经 1000 余万年的沉积间断后，才接受馆陶组的沉积。在这期间虽有剥蚀作用，但由于东营组的超覆，剥蚀作用大部分涉及不到沙二、沙一段。因此，可以认为沙二、沙一段，从东

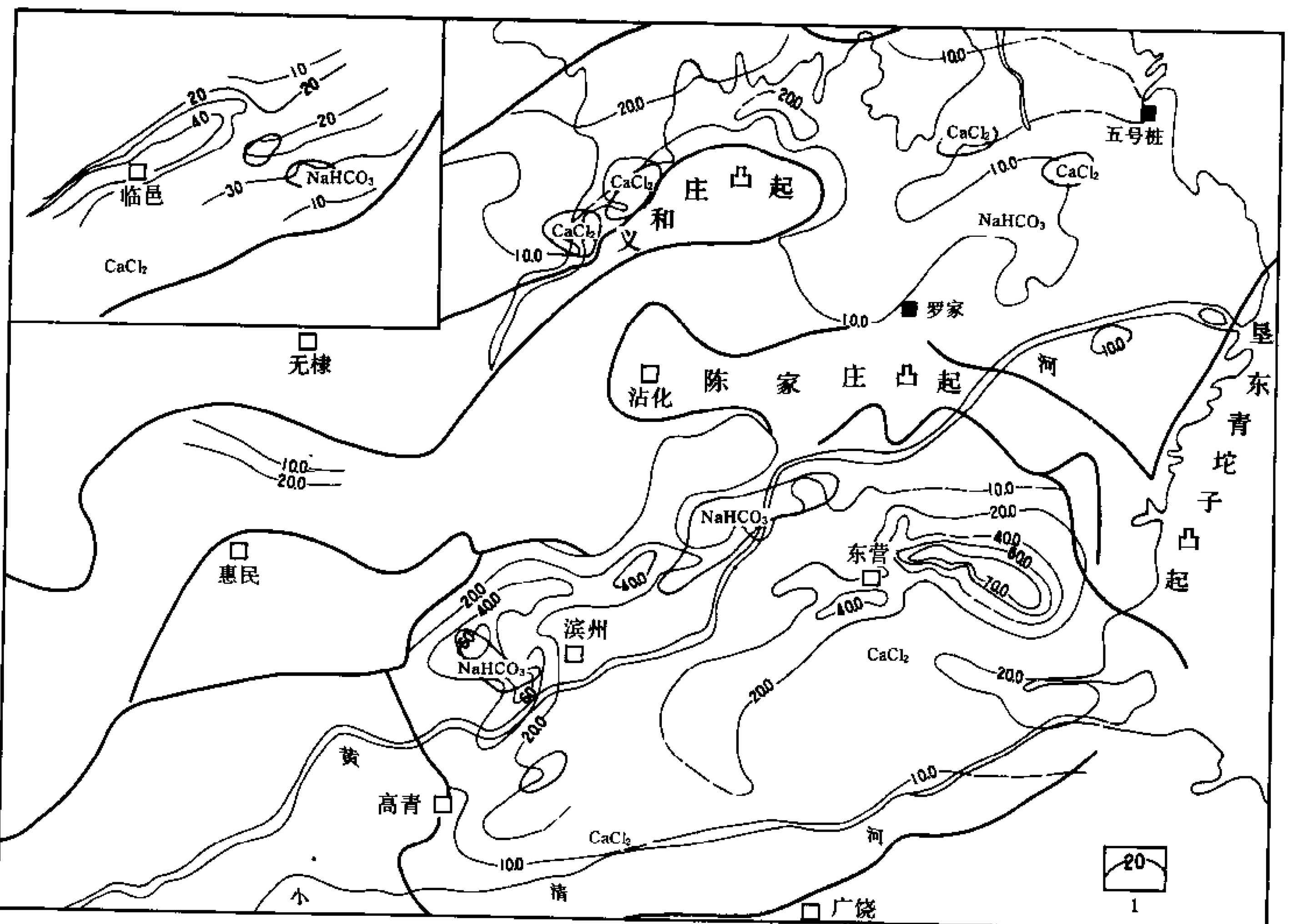


图 1-8-9　济阳坳陷沙一、二段油田水总矿化度及水型分布图

1—总矿化度等值线（g／l）

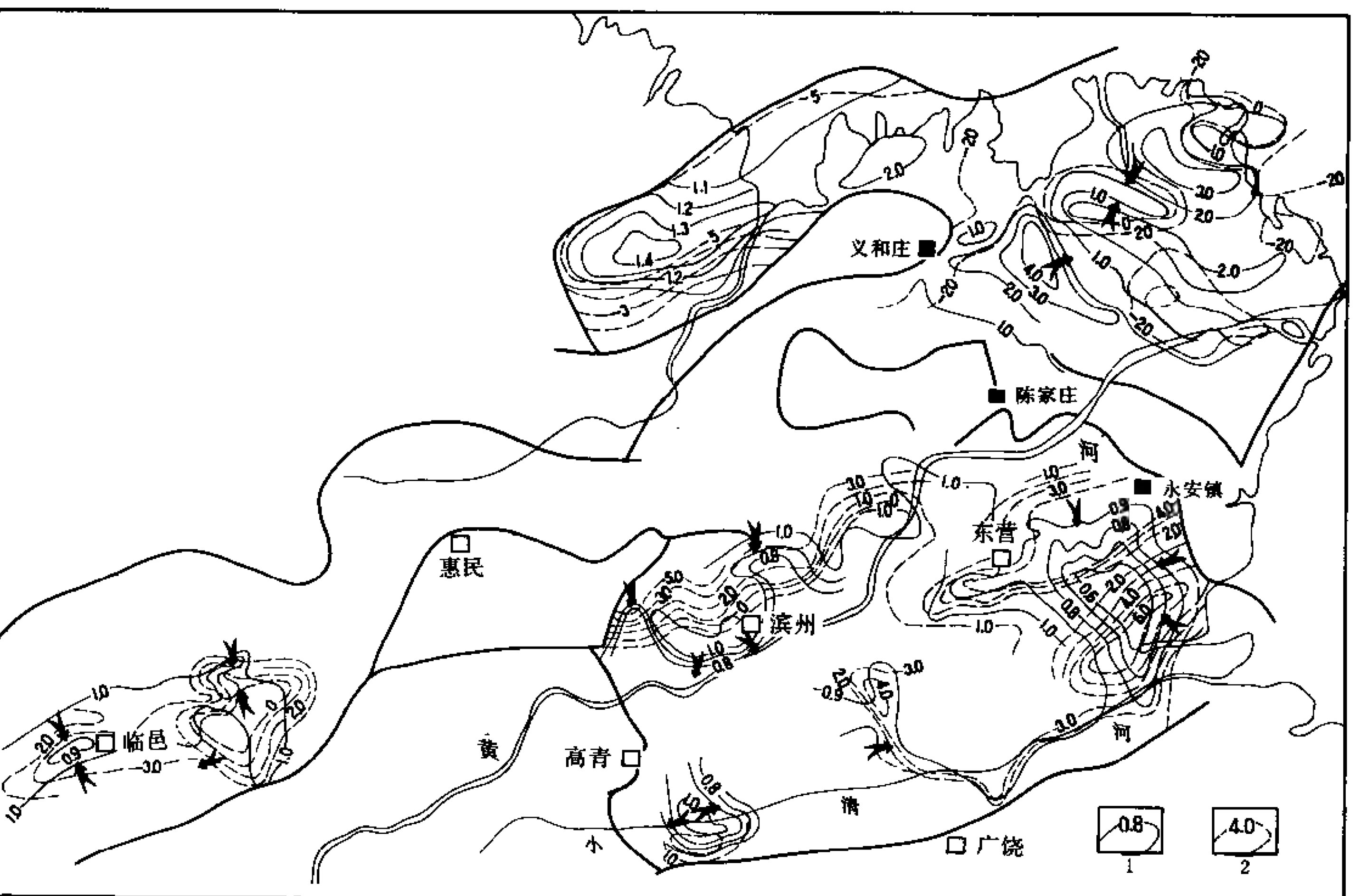


图 1-8-10　济阳坳陷沙一段—沙二段离子比值等值线图

1—钠氯离子比值等值线；2—变质系数等值线

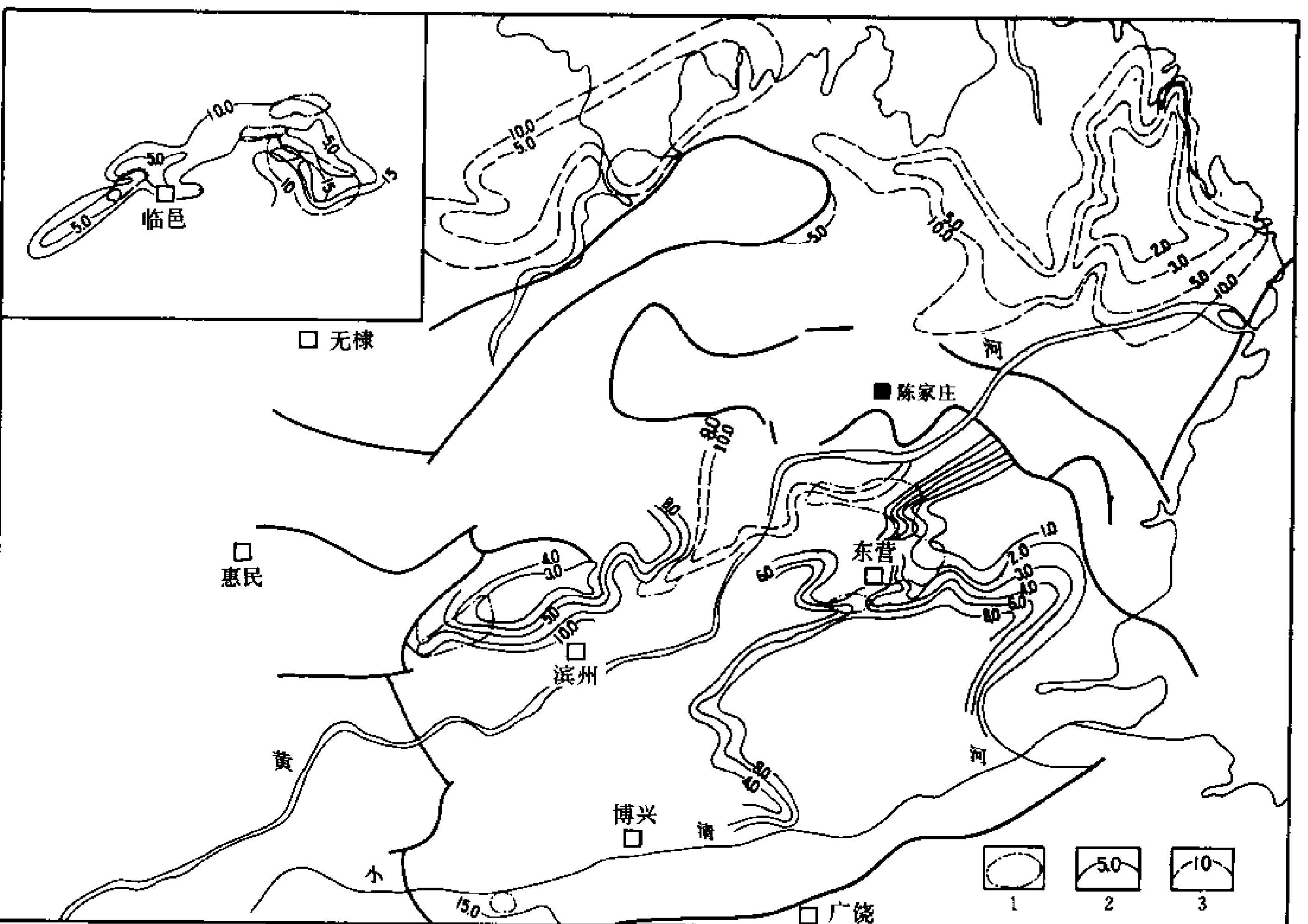


图 1-8-11　济阳坳陷沙一、二段 D 函数分布等值线图

1—含油气范围；2—$D_{阴}$等值线；3—$D_{阳}$等值线

营组开始沉积时就主要处于埋藏封闭作用水文地质期，该期共持续 3000 万年。在这期间由于各凹陷同生沉积水的浓度和构造条件不同，表现出的水化学条件也不尽相同。沾化凹陷由于沙二时期为沼泽相，厚度薄，后期遭受大气降水的淋滤，沙一段时期湖水变深、变淡，馆陶组的河流相淡水入渗，因此浓缩作用不明显。在明化镇组沉积时，由于北部埕宁高山大气水的补给，导致沾化凹陷浓缩作用时间短，水的浓度低。车镇凹陷的封闭作用，从东营组沉积时就开始了，水的浓缩也从东营组沉积时就已开始，故水的浓缩时间较长，水的浓度高于沾化凹陷。

东营凹陷沙二段，同生沉积水为微咸水，自沙一段到第四纪沉积时期，一直处于浓缩阶段，特别是在靠近大断层的地方，沙四段高压盐水层的盐卤水，通过断层向上运移，使水的浓度变高。惠民凹陷除上述作用外，尚有岩浆喷发或侵入，造成温度增大，加快了浓缩作用的进行，故水的浓度也高。

2. 沙一、二段油田水水化学特征与油气聚集的关系

沾化、车镇凹陷沙一、二段含油气层多分布在总矿化度为 10 克／升等值线区。而东营、惠民凹陷的含油气层，多数出现在总矿化度等值线陡急变化带，少数出现在高矿化度油田水的分布区。因此推测：沾化凹陷沙一段地层水 10 克／升是主体浓度，沙一段油藏以自生自储、烃类一次运移形成为主。车镇凹陷沙二段油藏多数为沙三段生油层的烃类二次运移的产物。目前已运移至凹陷南部中等矿化度分布区（10 克／升）。按其对称分布的原则，在凹陷的北部也应出现油藏。从水文地球化学的观点出发，该区应为勘探的有利地区（目前尚未勘探到油气藏）。东营、惠民凹陷油气藏沿总矿化度陡急变化带分布。因为该带为高矿化度水与低矿化度水水化学混合作用的场所，有利于烃类的聚集。沙一油藏也有分布在高矿化度水的分布区，因为这些地方有火成岩的分布，而造成地热异常。如商店—平方王地区地温梯度为 4.0～4.2，临邑中央断裂带地温梯度为 3.8，由于地热异常导致了地下水浓缩作用的加快，使总矿化度升高，同时也造成烃类的早熟，形成油藏。

从离子比值图分析，沾化凹陷沙一段油气藏多数聚集在地层水横向流动不明显的地方（即水以垂直运动为主的地方）；车镇凹陷油气藏多聚集在地层水水平运动的指向处，即由凹陷中心向四周流动的水，将油携带至凹陷周边地区；惠民、东营凹陷油气藏多聚集于水化学值的陡急变化带，该带多数位于两个极值区（高值与低值）之间，其特点是水化学值变化快，在岩性或构造阻挡时可形成油藏。集中于水化学极值区内的油藏，如平方王—尚店、临邑、商河是由于地热异常所致。

从油藏分布与油田水的 D 函数分布的关系分析，所有油气藏均分布在阳型或阴型 D 函数低值分布区；非 D 函数分布区，因为不是油田水，故没有油气藏。油气藏多数分布在 D 函数的变化区内。仅少数油藏分布于 D 函数极值区内，如平方王、东辛油田北。

从水文地球化学观点看，沾化凹陷的孤南地区、车镇凹陷北缘车 3—大 36 井区、东营凹陷滨 301—325 井区及梁 3 井东、惠民凹陷的临南、商南等地区、应为沙二、沙一段油气聚集的有利地区。

三、新生界上第三系含水岩系

东营组沉积后，济阳坳陷块断作用渐趋微弱，湖水退出，并经历 1000 万年左右的沉积间断后，再次下降，与整个渤海湾地区连为一体，构成大型坳陷，形成了馆陶组、明化镇组与第四系。

（一）馆陶组含水岩层

1. 馆陶组含水岩层的水化学特征及形成演化阶段

(1) 馆陶组含水岩层水化学特征　馆陶组为半胶结状态的砂砾岩孔隙、裂隙含水岩层。由于该套地层分布广，厚度大，砂岩多，连通性好，含水岩层的水化学特征较为稳定。

全坳陷几乎全部为 $CaCl_2$ 型水，只在坳陷南、北边缘地区出现 $NaHCO_3$ 型水，如南部的金家地区、北部义北、埕东、孤东等（图 1-8-12）。

馆陶组水的总矿化度较下第三系各含水层低。东营凹陷主体矿化度为 10～20 克／升，由坳陷边缘到中心总矿化度由小变大，由 10 克／升增至 20 克／升。沾化凹陷中心总矿化度也逐步增高，自西向东由 10 克／升增至 30 克／升。高矿化度地区集中分布于垦东—孤东—五号桩地区，车镇凹陷的大王油田仍有大于 10 克／升的分布区，惠民凹陷中央断裂带，最高矿化度不超过 15 克／升，一般在 8～13 克／升。

总矿化度的变化只与 Na^+、Cl^- 有关，随着 Na^+Cl^- 的增加，总矿化度呈有规律的直线增加。

离子比值较简单（图 1-8-13），绝大部分地区 Na／Cl 低于 1。东营凹陷变质系数 ClNa／Mg），在北缘自北向南由低变高，在南缘自南向北由低变高，指示了地下水流由凹陷边缘流向中央。东营凹陷的脱硫系数最高（平均 0.034），惠民凹陷次之（0.032），沾化凹陷为 0.014，车镇凹陷北部最低。

馆陶组原油多数为重质油或天然沥青，属半氧化型及氧化型，相对密度为 0.9051～1.027，平均为 0.9740；粘度 327～11571 毫帕秒，平均 3866 毫帕秒；含硫量为 0.34～3.29%，平均 1.35%。油田水 D 函数值绝大多数为阴型，且阴型值较高，少数为阳型，个别出现阴阳型（图 1-8-14）。

(2) 馆陶组含水岩层水化学形成的初步分析

1) 沉积作用水文地质期，同生沉积水形成时期的水化学作用。馆陶组沉积时，济阳坳陷处于北高南低的古地理环境，北部的埕宁隆起为中—高山，南部的鲁西隆起为中山，中部的义和庄、陈家庄、滨县、青坨子等地为低山丘陵区。馆陶组中期沉积后，东营凹陷中部的低山丘陵变为平地，广泛接受河流沉积。初期河流纵横，流速较急，主要物源区为埕宁山区和潍北山区；后期地形高差小，区内低山丘陵区被河流及河漫滩相堆积物覆盖。此期的同生沉积水为淡水（总矿化度小于 1000 克／升）。

2) 埋藏封闭作用水文地质期，蒸发浓缩水文地球化学作用。喜山运动东营期二幕，使馆陶组整体下降，接受上新世明化镇组沉积。此期湖水进一步扩大，为弱氧化较浅湖相沉积；气候干旱，主要为红色、杂色的泥岩沉积；沉积范围大大超过馆陶组，使先期沉积的馆陶组地层淡水受到严密封盖，进行着各种地球化学作用。上新世沉积后，河流相及泛滥平原相的更新世和全新世沉积，使馆陶组埋深达 1000 余米，地层水不断浓缩形成咸水。

由于此期的砂体连通好，形成统一的含水岩层和统一的水力系统。埕宁隆起及南部的鲁西隆起为补给区，而迳流区较短，形成大面积的地下水滞流带，使区内大范围具有 $CaCl_2$ 水型。水的各种地球化学指标具有一定的规律性，仅在补给区和迳流带内为 $NaHCO_3$ 型水，如埕东油田北部和金家地区。

2. 馆陶组含水岩层水水化学及其与油气的关系

1) 高矿化度地层水分布区均为地下水的滞流区，也是大油气田形成区。因为地下水由四周向此汇集，必然会把分散状态的石油带来，在适宜的条件下聚集而形成油气藏。如垦东—孤岛、孤东—五号桩含油气区的地下水总矿化度，明显高于周围地区。

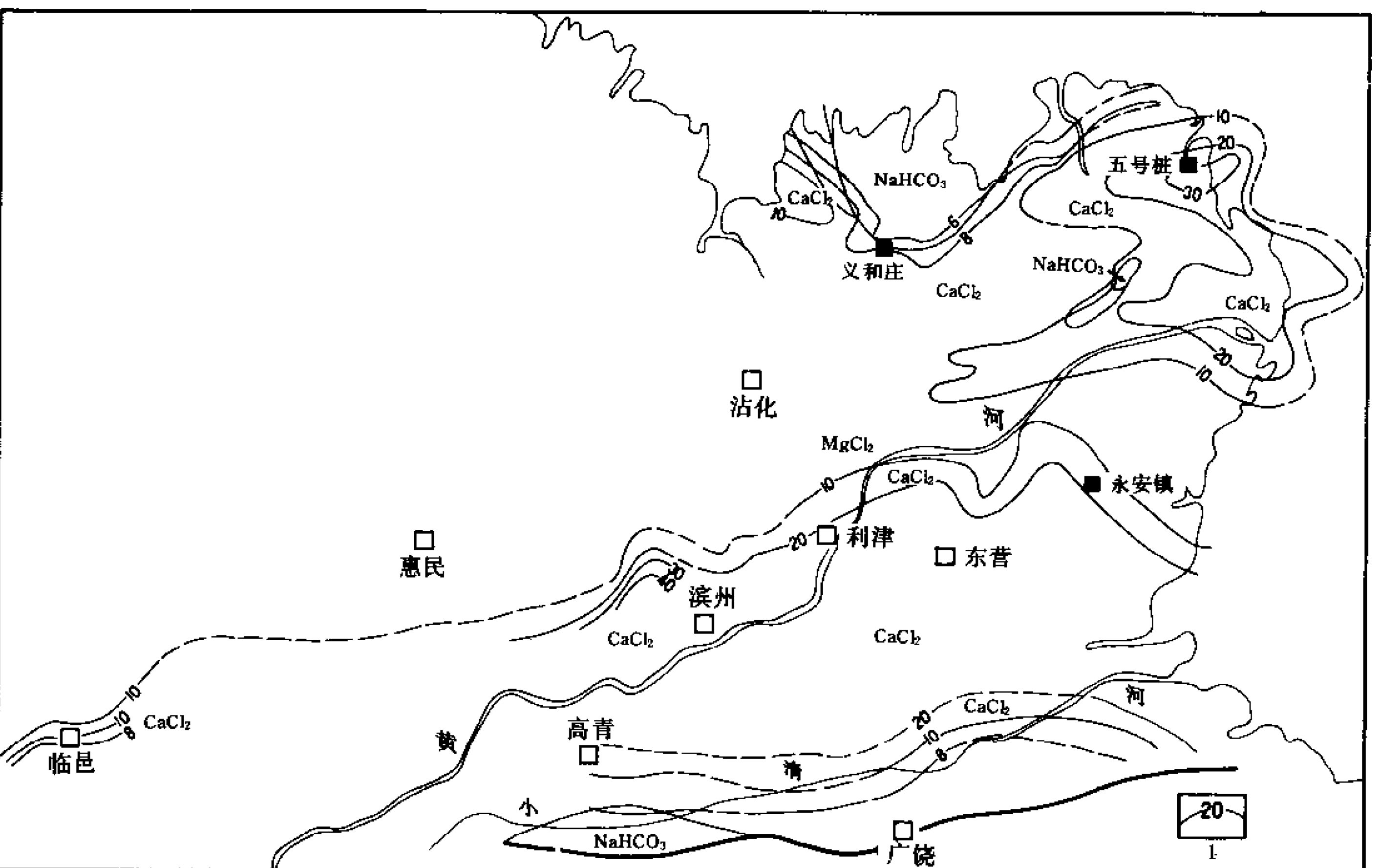


图 1-8-12　济阳坳陷馆陶组油田水总矿化度（g/l）及水型分布图

1—总矿化度等值线（g/l）

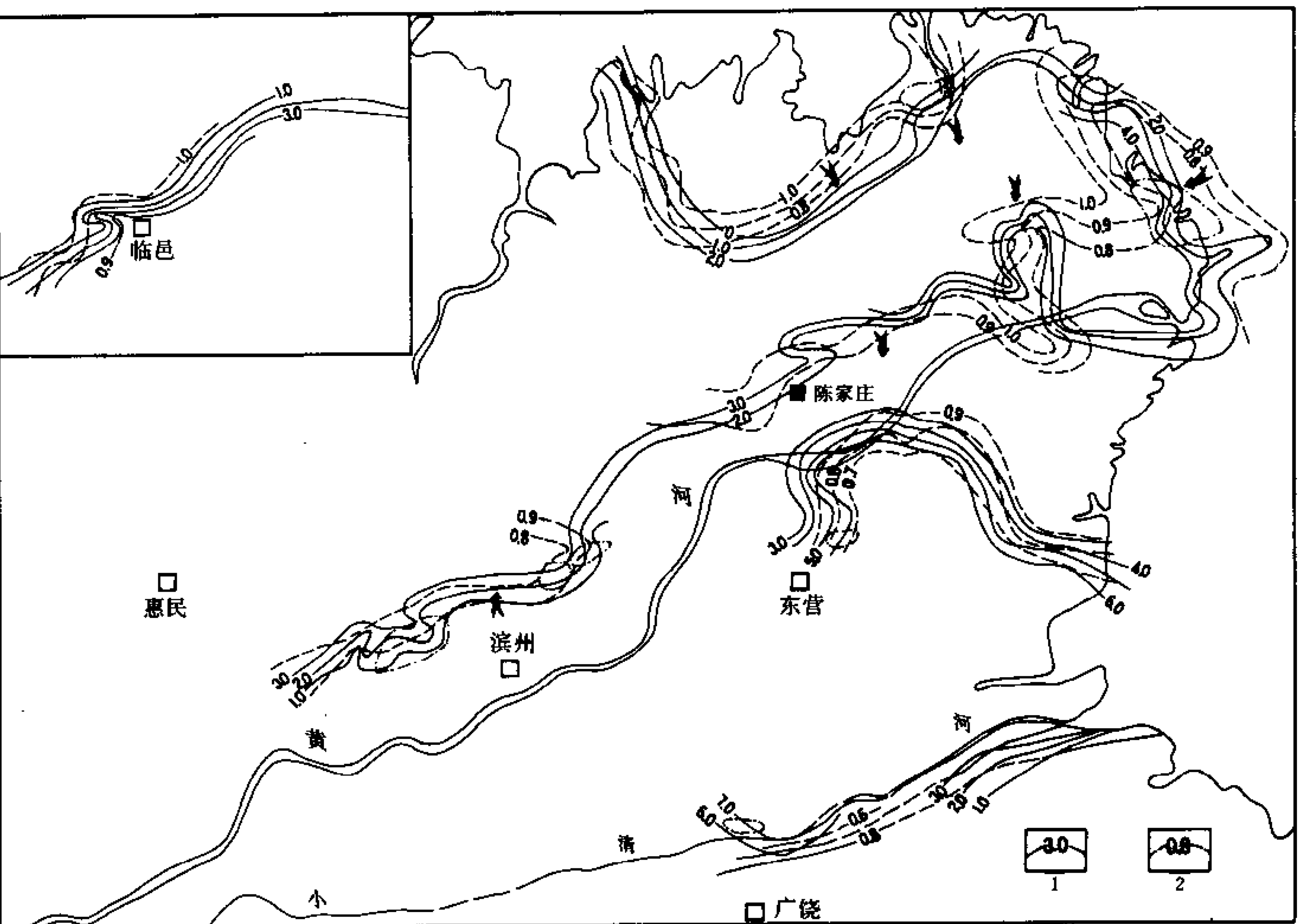


图 1-8-13 济阳坳陷馆陶组地层水离子比值等值线图

1—变质系数等值线；2—钠氯离子比值等值线

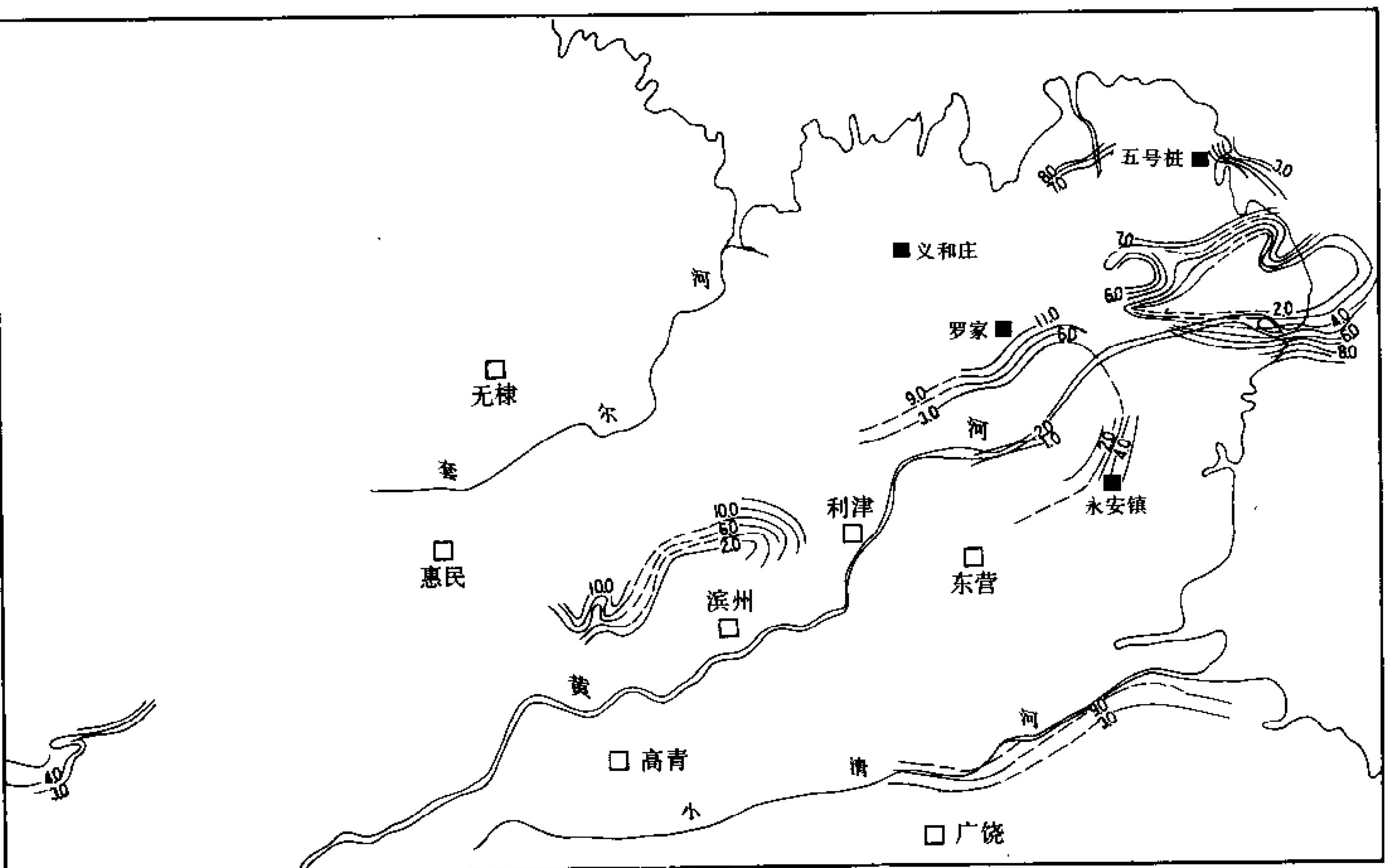


图 1-8-14　济阳坳陷馆陶组油田水 D 函数（$D_{阴}$）分布等值线图

2）馆陶组油气藏多集中于水化学值的陡急变化带，在有岩性或构造圈闭时，形成油藏。如：埕东油田及单家寺油田的馆陶组油藏。

3）馆陶组油气藏多数分布于阳型 D 函数变化区，如埕东油田北部。在非油田水分布区，即 $D_{阴}$，$D_{阳}$均大于 15 者，一般不存在馆陶组油气藏，如大王北大 1 至大 10 井区。在极值区内（D 函数极大或极小）一般不出现馆陶组油气藏。因此，在东营凹陷中部，一般没有馆陶组油气藏。

从水文地球化学观点出发，滨县，林樊家、垦 20 井以东等区应为馆陶组油气藏的勘探有利地区。

（二）明化镇组含水岩层

明化镇组含水岩层的水化学特征：按明化镇组的岩性特征，可划分为上下两段：下段主要为一套杂色泥岩，厚度大，分布稳定，是济阳坳陷的区域性盖层，但没有水文地质意义；上段为一套河流相的砂、泥岩，是区域性的主要淡水资源层，该层在沾化、车镇凹陷东部及东营凹陷北部为 $CaCl_2$ 型咸水，其余地区（指东营凹陷南部、惠民凹陷、车镇凹陷西部）全部为 $NaHCO_3$ 型淡水，总矿化度很低，一般为 1～3 克／升。其变化趋势是由南向北、由西南向东北总矿化度由 1 克／升逐步增大至 10 克／升左右。在广利油田—东辛油田以南，滨县—沾化县以西、以南的广大地区，均低于 2 克／升。在一些特大断层附近，由于断层导水作用，使下部卤水上移，形成某些高矿化区，如胜坨大断层附近总矿化度最高，说明该含水岩层的同生沉积水为淡水。当含水岩层沉积后，由于南部鲁西隆起和西北部燕山褶皱带的淡水补给，使地下水矿化度保持低值。

当第四纪沉积后，第四系和明化镇组上段形成统一的淡水含水岩体，淡水层埋深自南向北由 100 米增加至 450 米以上；淡水层厚度则自南向北、自西向东，由 100 米以上逐步减少至 10 米以下，最后尖灭。

因此，济阳坳陷南部（东营凹陷南及惠民凹陷中南部）含水层厚度大，淡水补给充足，是建设中型水源地的有利地区；而北部沾化凹陷和车镇凹陷为淡水层排泄区，淡水层厚度薄，资源小，不易建设水源地。

明化镇组上段的淡水体是济阳坳陷内唯一的地下水资源，对于勘探开发油田及油田建设有较重要的供水意义。据现有的研究资料表明，仅东营凹陷南部地区 1528 平方公里面积内，可开采水量为 5.59×10^8 吨（按平均压力水头降 40 米计之）。加之惠民凹陷区的可开采水量，对于维持上述两个地区的油田各种用水是有保证的。

以上各层系的主要水化学特征见表 1—8—5。

表 1—8—5　济阳坳陷各含水岩系（层）主要水化学特征表

项目 地区	层位	水型	总矿化度 (g／l)	离子比值			D 函数	
				γNa／Cl	γCl−Na／Mg	脱硫系数	$D_{阳}$	$D_{阴}$
东营凹陷	Ng	$CaCl_2$	10～20	0.85	1～4	0.034		1～5
	Es_2	$CaCl_2$	10～40	0.6～0.9	1～6	0.1～0.015		
	Es_3	$CaCl_2\cdot NaHCO_3$	40～80	0.8～0.9	2～5	0～0.01		
	$Es_4\cdot Ek_1$	$CaCl_2\cdot NaHCO_3$	60～100	0.82	1～8	0.026		4.3
	古	$CaCl_2$	10～20	0.806	1～5	0.05		

续表

项目 地区	层位	水型	总矿化度 (g/l)	离子比值			D函数	
				γNa/Cl	γCl−Na/Mg	脱硫系数	$D_{阳}$	$D_{阴}$
惠民凹陷	Ng	$CaCl_2$	8~13	0.8~0.9	1~4	0.032		3~10
	Es_2	$CaCl_2$	20~40	0.9~1	2~4	0.01~0.04		
	Es_3	$CaCl_2$	30~40	0.8~0.9		0.01		
	$Es_4 \cdot Ek$	$CaCl_2$	20~80	0.86	4~7	0.01		3.6
	古	$CaCl_2$	26~52	0.89	1~6	0.014		
沾化凹陷	Ng	$CaCl_2$	10~30	0.8	2~4	0.014		2~8
	Es_2	$NaHCO_3$	10±	1~4	−10以上	0.03~0.056	3−10	
	Es_3	$NaHCO_3$	10~20	1~2	−20~−100	0.04~0.14		
	Es_4	$NaHCO_3 \cdot CaCl_2$	10	1~2.5	−5~−25	0.123		
	古	$CaCl_2 \cdot NaHCO_3$	10~20	0.8~1	0~4	0.06		
车镇凹陷	Ng	$CaCl_2$	10	0.8~1	0~2	0.012		10以上
	Es_1^2	$NaHCO_3$	10~20	1.1~1.15	−5~−15	0.03~0.056		
	Es_4	$NaHCO_3$	10~20	1~2	20	0.04~0.14		
	$Es_4 \cdot Ek$	$NaHCO_3$	10±	1.36	1~5	0.123	8.4	
	古	$CaCl_2 \cdot NaHCO_3$	10~20	0.8~1	0~3	0.05		

第三节　深层地下水水动力条件概述

水动力作用的过程是比较复杂的，现按以上所划分的水文地质期分叙如下。

一、沉积作用水文地质期的水动力作用

沉积作用水文地质期使同生沉积水和泥岩、砂岩一起保存下来。随着沉积作用的不断进行，各层中泥岩上覆的荷载逐步加大，进行着压实作用，泥岩中的沉积水被挤入相邻的储集层（储集层本身也会受到一定程度的压实）。因此，沉积水将不断地沿着储集层向外排泄、输导，进行着沉积水交替作用。而沉积水总是由沉积厚、地静压力大的凹陷中心（最大承压区），向沉积薄、地层压力低的凹陷边缘区（低承压区）流动。但是，在早第三纪，由于济阳坳陷凸凹相间的构造格局和古地理环境，使各凹陷形成了相对独立的沉积体系。凸起部分基本上无沉积，这在下第三系各含水岩层表现特别突出。其沉积水运动的基本方向，是由各凹陷中心指向凹陷边缘和凸起，或凹陷内部的古潜山、古隆起等高部位。在平面上，沉积水最大承压区并不居于凹陷的正中，而是偏向凹陷北侧，这是由于各凹陷均是“北陡南缓”的箕

状断陷构造背景所致。

进入晚第三纪，全区进入整体坳陷时期，沉积物遍及所有的凹陷和凸起区。中新统馆陶组以砂岩为主，全区具统一的水动力系统，但由于凸起上的沉积薄于凹陷，其沉积水运动方向局部指向凸起，主要指向坳陷周围的隆起区。上新统明化镇组主要为湖相大段泥岩，后期为河湖相沉积，其水流方向主要是向相邻储集层中运移，其次是大面积的流动。

二、淋滤作用水文地质期的水动力作用

淋滤作用水文地质期使渗入水发生交替作用，它的动力主要来自供水区和泄水区之间的水位差（即势差、水头），其交替强度主要与储集层的渗透性及连通性及供、泄水区之间的势差有关。若储集层的渗透性、连通性良好且势差大，则渗入水就比较活跃，反之则不活跃。

始新世末期是淋滤作用活跃时期。由于当时古地形高差大，凸凹相间，势差大，渗入水活跃，水流方向主要是由凸起区及凹陷边缘裸露区向凹陷内部流动。渐新世末期（指东营组沉积末期）的淋滤作用水文地质期，渗入水持续时间长，是因为东营组沉积后有1000万年的沉积间断。这时凸起与凹陷间的高差虽变小，但渗入水仍比较活跃，只是范围小，仅限于凸起周围。水流方向仍由凸起向凹陷流动。各凹陷沿断裂一侧，是渗入水交替活跃的地带。济阳坳陷进入第四纪淋滤作用水文地质期时，渗入水基本上由坳陷南部的鲁西隆起区向北、向东运移。由于有明化镇组下段的巨厚泥岩盖层的影响，这时渗入水已达不到下层，故本次淋滤作用对油气的生成、运移影响不大。

三、埋藏封闭作用水文地质期的水动力作用

济阳坳陷达到埋藏封闭作用的最好时期，是明化镇组沉积以后的时期。明化镇组下段巨厚的泥岩使全区的水动力条件越来越复杂。一方面在上覆地层压力下泥岩压实向砂岩释水；另一方面砂岩中的水由压力高的地方向压力低的地方流动，由构造作用形成的较大断层勾通了各层系，造成地下水垂直流动；同时还有渗入水在势差作用下向下流动；全区统一水动力体系的水流是向南部的鲁西隆起和北部的埕宁隆起区位移。在各种水流的综合作用下，在一些有利的部位聚集大量烃类，形成油气藏。

埋藏封闭作用水文地质期，是油气生成、聚集、运移（特别是二次运移）的全盛时期。由于该时期济阳坳陷处于全封闭状态，没有渗入水的影响或者该渗入水的影响已达不到深部各层，这时各凹陷地下水的流向，多数是由凹陷中心的最大承压区指向边缘的最小承压区（凸起区）。而水多滞流于压力平衡带，即油气聚集区不在凸起上，也不在凹陷中，而是在凸起与凹陷间的压力平衡带上和低凸起上。

第四节　地　热　资　源

本区地热资源十分丰富，据资料分析，地温梯度平均为3.7℃／100米，最高达6.06℃／100米，1000米深处的温度可达48～65℃，1500米深处的温度可达63～80℃，平均热流值为1.58热流单位，较华北平原其他地区高（华北平原平均值为1.47热流单位），形成了本区以中、低温热水型为主的地热资源区。

一、地温场的分布特征

地温场的平面分布特征

本区总的构造轮廓为一个向西南收敛、向东北撒开的帚状构造，地温场的分布基本上与

帚状构造撒开的方向一致，自东向西地温、地温梯度及热流值均由高变低（表1-8-6）。

表1-8-6　济阳坳陷东、中、西区地温场变化表

地温场指标	东　区	中　区	西　区
1000m温度（℃）	60	48	47
1500m温度（℃）	80	62～67	63
梯度（℃／100m）	4.6	3.4	3.2
热流值（HFU）	＞1.5	1.5	1.5

区域地温场分布主要受基底构造形态的控制，通常情况下，高温区分布在构造高部位，即基底隆起区（凸起）、凹陷中的潜山区，如埕东—埕子口、义和庄、孤岛、垦东—青坨子、陈家庄—滨县、广饶—草桥与纯化镇等地区，地温梯度大于3.64℃／100米（表1-8-7）。

表1-8-7　济阳坳陷各构造高部位地温梯度表

地区	埕东	义和庄	孤岛	垦东	陈家庄	草桥	纯化镇	平方王
地温梯度（℃／100m）	5.0	3.95	4.05	3.60	3.93	4.36	4.0	4.4

低温区分布在构造低部位，与洼陷或凹陷相对应。如车镇、沾化、东营等凹陷，地温梯度一般小于3.5℃／100米。

2. 地温场的纵向变化特征

1）地温场纵向变化规律主要受岩性影响。同一地区，第三系不同深度的地温梯度大致相等。而中生界、古生界基岩段，由于岩石的热导率增加，导致了地温梯度的降低。如孤古2井上第三系地温梯度为3.1～4.0℃／100米，古生界寒武系和奥陶系石灰岩段的地温梯度值只有1.8～2.4℃／100米。地温梯度的这种变化是济阳坳陷的普遍特点。

2）潜山风化壳附近地温梯度高。潜山风化壳岩性破碎，孔隙、裂隙的连通性好，凹陷深部的油气水运移至此，并聚集成油气藏，同时带来大量热量，因而形成地温高异常区。如东营凹陷的滨试6井、滨258井，钻至古生界风化壳表面以上，其平均地温梯度分别为4.5、5.5℃／100米。东风2井钻至前震旦系花岗片麻岩风化壳上部，其地温梯度达4.0℃／100米，孤中15-5井则最高达5.2℃／100米。

3）盐岩地层地温梯度低。由于盐岩地层热导率大，致使热流在传导过程中向着热阻小的部位偏移，因此盐岩地层具有较高的地温和热流，但地温梯度很低。如东风2井3800～4255米是含盐含硬石膏泥岩段，地温梯度平均值为2.21℃／100米。

4）背斜轴部地温梯度高于两翼。当岩层发生褶曲倾角增大时，侧向热导率的影响将增强，致使热流向隆起部位偏移。热导率不同的等温线在背斜轴部向下弯曲，热流向背斜轴部集中，因此背斜轴部的地温梯度高于两翼（表1-8-8）。

二、地下热水分布特征

1. 寒武、奥陶系石灰岩岩溶含水系统

寒武、奥陶系石灰岩岩溶含水层，主要分布在潜山或凸起上，如广饶—草桥、陈家庄、孤岛、桩西、埕东等地。石灰岩热水储量主要与岩溶的发育程度有关。根据已有的资料，发现石灰岩岩溶发育，岩溶水水量就大，且有一定数量的自喷井。本区寒武、奥陶系石灰岩岩溶水温度较高，一般在 55～98℃，热水矿化度一般为 10～15，有时高达 33 克／升，水化学类型以 $CaCl_2$ 和 $NaHCO_3$ 型为主，少数为 $MgCl_2$ 型水（表 1–8–9）。

表 1–8–8　构造轴部与翼部地温梯度对比表

地区	埕东		孤岛	
井号及梯度	井号	℃／100m	井号	℃／100m
轴部	埕 14	5.62	渤 2	4.41
翼部	埕 18	4.43	渤 35	3.43

2. 上第三系中细砂岩孔隙含水系统

上第三系孔隙含水层广泛分布，埋深在 1000～1800 米之间，其中馆陶组厚度约 230～3000 米，为河流相沉积。砂层颗粒粗，含水层单层厚度大，埋藏较浅，热水井井口温度可达 50℃以上（表 1–8–10）。

表 1–8–9　寒武、奥陶系岩溶水水温与水化学类型表

井号	层位	井段 (m)	水温 (℃)	水量 (m^3／d)	矿化度 (mg／l)	水型	备注
古 1	O	1536.5～1777.0	86	720	15789	$CaCl_2$	12mm 水嘴自喷
义古 101	O	1558.5～1702.0	67	3384			
义古 101	O	1688.6～1716.0	55	155	10074	$NaHCO_3$	12mm 水嘴自喷
桩 12	O	3192.35～3242.09	98	976	8704	$NaHCO_3$	畅喷
陈 10			75			$NaHCO_3$	自溢
通古 2	O	1524.6—1548.7	71	240	33000	$CaCl_2$	间喷
草 2	O	998.1～1020.9	56	600	16174	$CaCl_2$	自溢

表 1–8–10　馆陶组水温、产量与总矿化度表

井号	井深 (m)	层位	井段 (m)	水量 (t／d)	水温 ℃	总矿化度 (g／l)
建 1	987.37	Ng	920～966	1337	48	28
建 2	1520	Ng	1451.74～1489.28	1709	55	18.4
建 4	1510	Ng		1399	50	17.3

明化镇组覆盖全区，含水层颗粒较细，以粉细砂岩为主，下部为中细砂岩。区域地温梯度不高，但凸起、凹陷内部潜山盖层有较高的地温梯度，如陈8井井口水温为31.5℃，埕口盐场水井井口温度达42℃，详见表1–8–11。

表1–8–11 明化镇组水温与日产量表

井号	陈8	滨四—10	广水7	临27	盐1
井段	265～537	425～535	620～750	527～650	385～414
水温（℃）	32	35	32	32	42
水量（m^3/d）	1181	1463	1090	1617	2502

三、高凸起控制高地温异常带的分布

草桥潜山构造带、陈家庄凸起、孤岛凸起与义和庄凸起，均是济阳坳陷的高地温异常带分布区。

1. 草桥潜山构造带

位于广饶凸起北坡的草桥潜山构造带，寒武奥陶系石灰岩顶面埋深586～1900米，其上被上第三系馆陶组、明化镇组、第四系平原组所覆盖。根据5口井的测温资料统计，本区平均地温梯度为4.36℃／100米，800米深度地温一般为47℃，最高49℃。地温等值线与该区主要构造线方向一致，与下伏基岩面的超覆变化相吻合，且有两处地温高点：通古5井高点和草2井高点。

草2井取水井段为奥陶系石灰岩，日自流量为600立方米，井口温度56℃，用静储量法计算储量（$V=125.6\times10^5$ 立方米），按日用水量 21.9×10^4 立方米计算，可用57年。目前广饶县已在此井投资建成罗非鱼养殖场、温泉疗养院，收到了较好的经济效益。

陈8井取水层段为上第三系明化镇组粉细砂和第四系粉细砂层。该井日自流量为400立方米，井口水温31.5℃，但未充分利用，每日流失热量达 18.4219×10^9 卡，相当于676.9千克煤和440千克石油燃烧时所放出的热量。

草桥潜山热水资源极丰富，若取石灰岩段地下热水，按3公里井距可部署8口井，平均水温可达60℃，日产水量可达8000立方米。若取馆陶组、明化镇组中细砂、粉细砂层中的热水，则可部署12口热水井，井距3公里，日产水15000立方米以上，水温为35～40℃，具有热水开发的良好条件。

2. 陈家庄凸起

平均地温梯度为3.93℃／100米，属中温带。该凸起由泰山群、寒武、奥陶系组成。上第三系馆陶组直接覆盖在凸起之上。该区基岩段的地温梯度较低，盖层地温梯度高，最高者可达4.27℃／100米，1000米深处的地温平均为53.4℃。陈家庄凸起具有四套不同的含水系统：南侧基底泰山群花岗片麻岩含水层，矿化度较高，一般在11克／升左右、为 $CaCl_2$ 型水；北侧沙河街组含水层，矿化度仅5.7～6.9克／升，为 $NaHCO_3$ 型水；凸起高部位下古生界寒武、奥陶系石灰岩岩溶发育，具有统一的水力系统，地下水矿化度9克／升，为 $NaHCO_3$ 型水；馆陶组含水层孔隙度高，含水层颗粒粗，地下水储量大，矿化度高，为

11～14 克／升，由 $NaHCO_3$ 型水过渡至 $CaCl_2$ 型水，地下水一般均具有自喷能力。

3. 孤岛凸起

该凸起是一个被断层复杂化了的上第三系披覆背斜，基底为古生界寒武奥陶系石灰岩。该凸起平均地温梯度为 3.64℃／100 米，最高达 6℃／100 米。其中古生界潜山地温梯度为 3.62℃／100 米，而盖层馆陶组地温梯度为 4.05℃／100 米，最高达 4.42℃／100 米。孤岛凸起上大地热流量为高值区，如孤古 2 井平均热流量为 1.73HFU，超过沾化凹陷的平均值，使凸起形成高地温梯度、高热流量的地热异常区。

从钻遇的寒武、奥陶石灰岩井的资料来看，均发现有放空和漏失现象，说明石灰岩储水性好，为地下水的赋存创造了良好的条件。地下热水水化学成分相差较大，不同构造部位、不同井段，具不同的水化学特征。潜山热水矿化度一般为 15.5 克／升，水型以 $CaCl_2$ 型水为主，$NaHCO_3$ 次之。

四、地下热水的开发利用

本区热水资源十分丰富，有利于直接开发利用。潜山地下热水水质较好，产水量大，温度高。但因埋深大，不易打专门热水井。为了合理应用潜山资源，必须充分利用已有的报废油井，将其稍加改造，便可成为较好的热水井，在必要时也可打专门的热水井。上第三系地下热水埋藏较浅，水量较大，属低温型热水资源。在利用时，可打专门热水井。该层系上部地层成岩程度差，为半胶结状态。在打专门热水井时，应注意先期防砂，以便增大出水量，延长使用寿命。

尽管济阳坳陷地下热水资源十分丰富，但尚未得到充分利用。目前仅在孤岛（孤古 1 井）建成疗养院（胜利油田工人疗养院），在广饶县用于疗养和罗非鱼养殖（草 2 井），出于专门目的又建立了虾苗越冬池（建 1 井）和罗非鱼越冬场（建 2、建 4 井、）。由于本区热水均不能饮用（水的总矿化度高），建议今后可利用热水资源建立温室进行蔬菜种植和取暖，发展疗养事业和养殖业等，也可进行试验性的发电利用，以解决我国能源紧张的问题。

第九章　油　气　藏

由于济阳坳陷沉积的陆相性及地质构造的块断性质，均强烈地影响凹陷中石油的生成、运移、聚集和保存，致使油气藏类型繁多、形态各异，地层、构造、岩性油气藏应有尽有，特别是混合类型的圈闭形成的油气藏更是屡见不鲜。在油气的分布上，又由于石油主要生于下第三系，但可储藏于各个地质时代地层的各种不同岩石类型中，故在成熟生油区控制下，在纵向上含油气层可多层叠置，横向上可以成片分布，并在各种圈闭带的控制下成带富集，从而在一定的地质条件中一些互有成因联系的不同层系、不同类型的油气藏可在三度空间中相互依托有规律分布，形成相应的油气聚集复合体。

第一节　圈闭及油气藏分类原则

圈闭是形成油气藏的基础。圈闭至少具备三个组成部分，即储集层、盖层、遮挡（封闭）条件。遮挡条件可以由构造或地层、岩性因素形成。例如在具备储集层、盖层等条件的情况下，当有构造存在时，无论是背斜或断块等，即可以认为存在遮挡（封闭）条件，形成构造圈闭；当有地层超覆、不整合或因岩性变化而形成圈闭条件时，则能造成地层圈闭或岩性圈闭。储集层沿上倾方向相变为泥岩（储集层上倾尖灭）亦能形成地层岩性—圈闭。必须指出，并非所有的圈闭都能形成油气藏，只有在具备了成油条件的前提下，油气（烃类）才能运移聚集在圈闭内形成油气藏。不言而喻，圈闭的形态、成因往往决定了油气藏的类型。

油气藏是油气聚集的一个最基本单元，油气赋存于单一的圈闭中，具有统一的压力系统和油（气）水界面。所谓单一圈闭的涵义是指受单一要素控制。在单一储集层所构成的圈闭内聚集油气后，则形成一个油气藏（具统一的压力系统、统一的油（气）水界面）。同一个背斜中有三个储集层组成三个圈闭，形成油气藏后即形成三个油气藏（它们有各自的油（气）水界面）。“单一的圈闭”若遇断层切割则可形成两个“单一的圈闭”，从而形成两个油气藏。

油气藏是含油气盆地中油气聚集的基本单元。一个油、气田至少由一种类型的若干个油气藏组成。一个油（气）田可以由数十个甚至数以百计的多种类型油（气）藏组成。济阳坳陷的油气聚集多受构造带所控制。而一个构造带总是由多层、多种类型、若干个（数以百计）圈闭组成。因此，一个构造含油带往往是由多个含油层、多种类型、及多个油气藏组成。

根据多年的勘探实践和国内外对油气藏分类原则的研究，参考第八届世界石油会议有关地层—岩性油气藏的分类原则，结合济阳坳陷复式油气聚集区的特点，采用以圈闭的成因、形态为依据来划分油气藏类型的方法。以此所划分出的油气藏类型能充分反映各油气藏的成因和分布规律，对油气勘探有着重要的指导意义。

第二节　油气藏类型

一、构造型油气藏

受构造圈闭控制的油气藏，称为构造油气藏。据圈闭的成因与形态，又可分为背斜和断块两个亚类，5个种。

（一）背斜油气藏

按背斜圈闭类型的成因又可分为四种。

1. 披覆背斜油气藏

其储油气圈闭是披覆背斜圈闭。组成披覆背斜的区域性盖层，是上第三系明化镇组以泥质岩为主的碎屑岩，局部盖层是馆陶组泛滥平原相泥质岩、东营组河流—湖泊相泥质岩、沙一段湖相泥岩或油页岩等。储集层主要是中新统河流相砂岩、砾岩，次要的储集层是下第三系东营组砂岩、沙一段湖相碳酸盐岩，它们均不是单一的储集层。由于局部盖层在披覆背斜内部广泛分布，起了"临界盖层"的作用，组成多层披覆结构。聚集油气后由于多层披覆背斜油气藏纵向上叠加，油气藏高度往往高于披覆背斜的圈闭幅度。例如孤岛油田主力含油层系馆陶组为披覆背斜油气藏，油层埋深1150～1310米，油田范围内仅局部地区存在边水，油气藏高度约150米左右，远大于披覆背斜构造闭合度（披覆背斜闭合度仅90米左右，如图1–9–1A）。由于披覆背斜圈闭大小不一，聚集油气后形成的披覆背斜油气藏规模也不等，小型大型皆有。如孤岛油田、埕东油田主力油层馆陶组、孤东油田主力油层馆陶组上部，其它尚有桩西油田沙一段等披覆背斜油气藏。大型的披覆背斜构造，如孤岛构造，其闭合面积约65平方公里，聚集油气后形成了济阳坳陷大型油田之一，主力含油层系馆陶组，油气富集程度高。

2. 滚动背斜（逆牵引背斜）油气藏

储油气圈闭是逆牵引背斜，如图1–9–1B之大芦家背斜、胜坨背斜、垦71背斜等油气藏。现以胜坨背斜油气藏为例，胜坨背斜沙二段顶面构造闭合高度仅255米，由于临界盖层的存在，组成多层构造结构，油气藏高度达415米。再加上其上部沙一段、东营组、馆陶组等次生油气藏，其油气藏高度竟达千米以上。胜坨油田的主力含油层系沙二、三段，其构造闭合面积65平方公里，闭合度255米，且处于有利地层岩相带，聚集烃类后形成济阳坳陷的大型油田之一，油气富集程度也很高。

3. 塑性层拱张背斜油气藏

如东辛油田的辛镇背斜油气藏（图1–9–1C）。其储油气圈闭是塑性拱张背斜圈闭为主要控制因素，断裂又将背斜复杂化，表现为断块—构造油气藏。其含油层位有沙三、沙二、沙一段及东营组。以营13断块为例，有16个油水系统，实际上是以背斜为背景的多层结构圈闭造成的。如营8、营17断块区含油气井段长达1500余米。再如东营凹陷郝家油田、现河庄油田等的沙二、三段油气藏均属于此类。

4. 继承性背斜油气藏

其储油圈闭为长期发育的继承性背斜。它与披覆背斜的不同之处，主要是以下第三系各组段组成的背斜为主，油气富集在沙一段之下的地层中。如广利背斜油气藏、平方王背斜油气藏等属于此类。

（二）断块油气藏

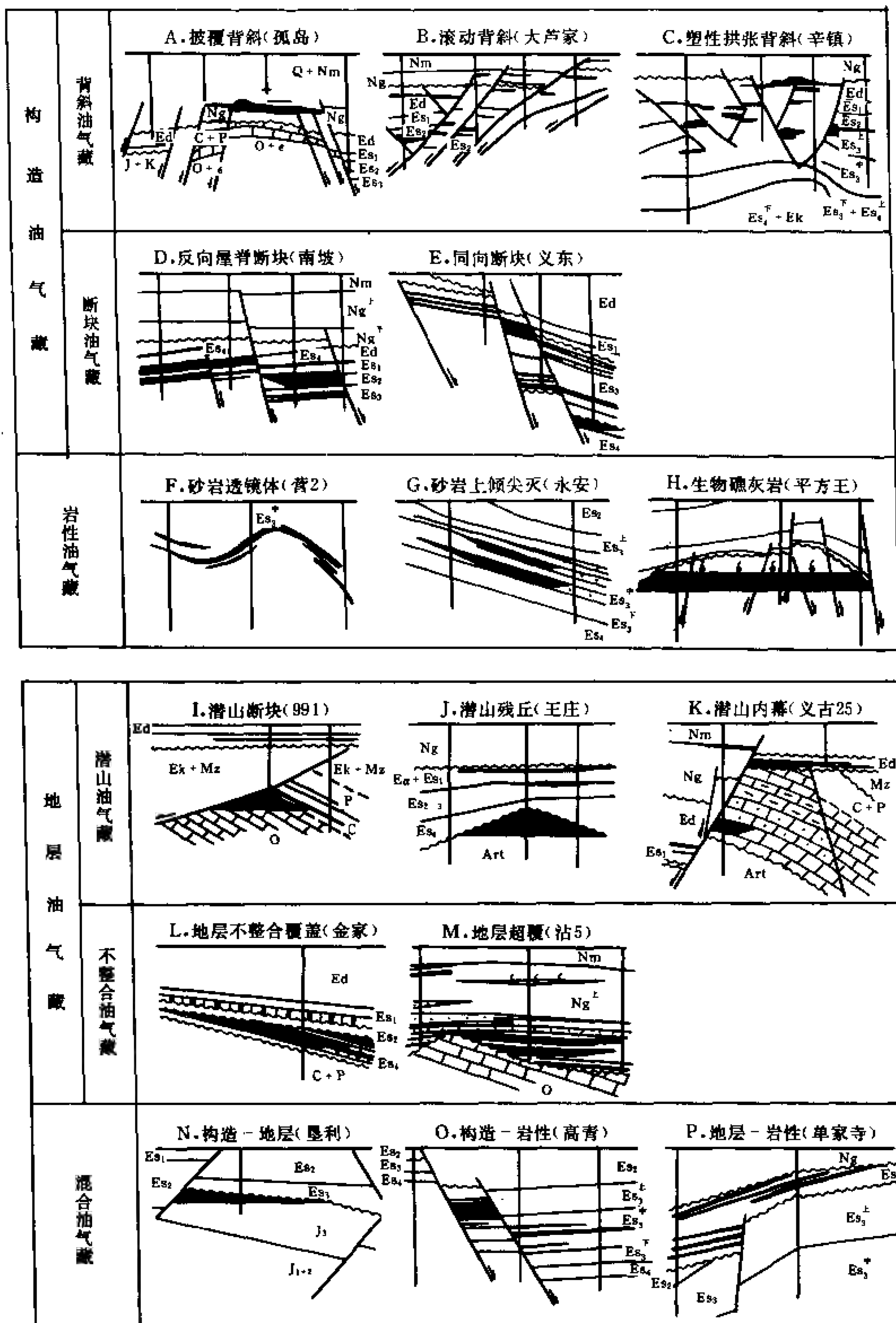


图 1-9-1 济阳坳陷油藏类型综合图

断块油气藏也称断层遮挡油气藏，是济阳坳陷最常见的一种油气藏类型。其储油气圈闭为断块。断块圈闭是指储集层沿上倾方向被断层切割，另一侧被不渗透层或断层泥等遮挡而形成的圈闭。按其形态差异，断块油气藏又可分为：反向屋脊断块油气藏，如临盘油田临邑断层上升盘的一些油气藏及东营凹陷南坡一带油气藏（图 1−9−1D）；同向断块油气藏，如义东油田沙四、沙三、沙二、沙一段等油气藏，受同向断层封堵较明显，造成不同台阶油气藏的差异，如图 1−9−1E。

除上述背斜和断块油气藏外，还有断鼻构造油气藏，如垦利、罗家、大王庄等鼻状构造油气藏。由于济阳坳陷下第三系断裂异常发育，各种类型的构造多被断裂所复杂化，因而所见构造油气藏，多为背斜和鼻状构造为背景的构造断块油气藏。

二、地层油气藏

（一）不整合油气藏

该类油气藏受地层不整合圈闭的控制。不整合面以上的油气藏称地层超覆油气藏；（图 1−9−1M）；不整合面之下的油气藏称不整合覆盖油气藏（图 1−9−1L）；不整合面上下均有油气的称复合式油气藏。

1. 地层超覆油气藏

其储油气圈闭是地层超覆圈闭。按地层超覆层位的不同，又可分为两种：

(1) 上第三系地层超覆油气藏　储油气圈闭是上第三系地层超覆圈闭，多为层状油气藏，往往在地层超覆圈闭的较低部位，油层层数多，含油井段也较长，原油性质差，多以重质油为主。上第三系地层超覆油气藏的实例有陈家庄油田的陈 7—陈 8 井一带、尚店油田、林樊家油田、单家寺油田、草桥油田、埕东油田边部的埕 10—埕 12 井一带、太平油田的一部分、青城凸起北坡高 9 井含油气圈闭等馆陶组油气藏。此种类型的油气藏多构成小型—中型油田。

(2) 下第三系地层超覆油气藏　储油气圈闭是下第三系地层超覆圈闭。油气藏以层状为主，同样是在地层超覆圈闭的低部位油层层数多，含油井段长。重质油与轻质油皆有，但以重质油为主。如林樊家油田的东营组、尚店油田的东营组及部分沙一段、郑家与王庄油田的沙三及沙一段、桩西油田的沙四段、孤东油田的沙三段、太平油田的东营组、罗家油田边缘的罗古 2 井沙一段含油圈闭、埕东北坡的埕古 3 井东营组油藏等。

2. 地层不整合覆盖油气藏

不整合面以下的油气藏称为不整合覆盖油气藏，储油气圈闭是不整合面以下的地层圈闭。它与地层超覆油气藏有些类似，即在圈闭的较低部位油层层数多，亦以层状油气藏为主，一般规模不大，多形成小—中型油气田。按不整合面的层位及含油层系的时代不同，又可细分为下列几种：

(1) 下第三系地层不整合覆盖油气藏　位于上第三系馆陶组底不整合面以下，含油层系是下第三系各组段，其上往往为上第三系馆陶组底泥岩（起临界盖层作用）所遮挡。由于临界盖层较薄，封闭条件差，距油源区较远等原因，其原油性质差、油稠。典型实例是金家油田，还有单家寺油田的沙一段、尚店油田西部沙一段油气藏等。现以金家油田为例：馆陶组由北向南分别与沙一段、沙三段及沙四段呈角度不整合接触。该处馆陶组底有一连续厚度为 10～50 米的泥岩作纵向封堵层，形成不整合覆盖地层圈闭。它是由博兴洼陷沙三段所生的油气，沿储集层或剥蚀面向南部抬高方向运移至该圈闭中，形成沙河街组不整合覆盖油气藏，如图 1−9−1L 所示。

另外，在济阳坳陷边缘地区见有沙四段不整合覆盖油气藏，即沙三段中上部泥岩超覆于沙四段之上，含油层系为沙四段，临界盖层条件中等—较差。原油性质变化大，轻—重质油皆有，轻质油多分布于沙四段不整合圈闭的倾伏部位；重质油多在不整合圈闭高部位，典型的油气藏实例有罗家油田、草桥油田、尚店油田、八面河油田等沙四段油气藏。

(2) 中生界不整合覆盖油气藏　其储油气圈闭是中生界地层不整合圈闭。它是位于中生界剥蚀面以下，中生界砂、砾岩储集层沿上倾方向被不整合面以上的沙三段泥岩遮挡而形成的圈闭。其遮挡条件较好，油质轻。典型实例是长堤油田桩 4 井中生界含油圈闭（图 1-9-2）。桩 4 井 3170～3246 米井段，4 层 25.4 米油层，日产油 8.5 吨，原油相对密度 0.8470，粘度 8 毫帕秒。

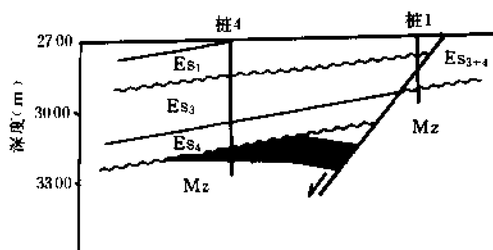


图 1-9-2　长堤油田中生界不整合油藏剖面图

(3) 上古生界不整合油藏　其储油气圈闭是上古生界地层不整合圈闭。位于上古生界剥蚀面以下，系上古生界碎屑岩及薄层石灰岩储集层沿上倾方向被削蚀，尔后被下第三系沙三、四段泥岩不整合遮挡所形成的圈闭。其遮挡条件好，原油性质好，以轻质油为主，多为层状油藏；往往在地层不整合圈闭的低部位油层层数多。典型实例如义和庄油田石炭—二叠系油藏的一部分，即义古 30—义古 76 井一带（见图 1-9-3）。

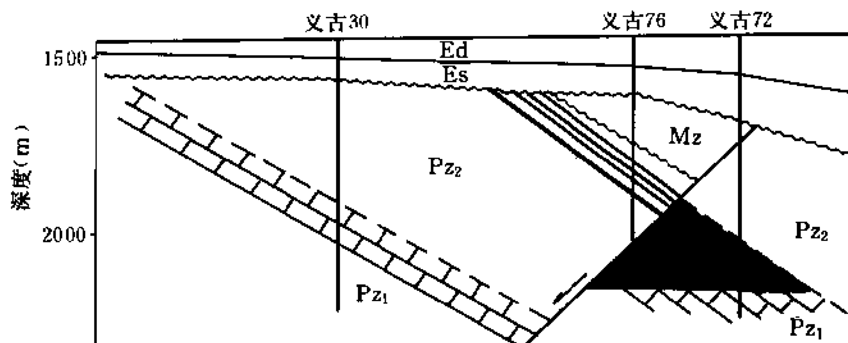


图 1-9-3　义和庄油田上古生界不整合油藏剖面图

3. 复合型地层油气藏

该类油气藏系指不整合面以下较老地层中的不整合覆盖油气藏，及不整合面以上较新地层中的地层超覆油气藏在一个地区同时存在。事实上这种情况在许多地区都存在。如单家寺地区单 7 鼻状构造北翼的沙三、沙一段不整合覆盖油藏，与其上的馆陶组地层超覆油气藏同时存在就是一例。但比较明显的还是尚店西—林樊家上、下第三系间的复合型地层油气藏。

(二) 潜山油气藏

该类油气藏系指第三系不整合面以下的油气藏。其储油圈闭是潜山。按储油气圈闭的成因、形态及圈闭的储集层类型等，可划分为三个亚类：

1. 潜山残丘油气藏

其储油气圈闭是残丘圈闭，即前第三系基岩被剥蚀风化形成了残丘，后被第三纪沉积物覆盖掩埋于地下而形成的圈闭，聚集油气后遂形成残丘油气藏（图1-9-1J）。残丘油气藏的含油范围、油气藏高度受残丘的闭合面积与闭合度所控制。迄今济阳坳陷内所发现的残丘圈闭均为小型（面积均小于3平方公里，闭合度最大仅200米左右，小的仅30～50米左右），因此聚集油气后形成的残丘油气藏均为小型。按组成残丘圈闭的储集层类型及时代不同又可分为三种。

(1) 变质岩残丘油气藏　其储油气圈闭是变质岩系遭受剥蚀后形成的残丘，储集层是区内的褶皱基底——太古界变质岩系，储集空间主要是裂缝孔隙，其次是溶蚀孔洞与微孔隙；盖层是沙三、四段非渗透性砂、砾岩或泥岩，部分是馆陶组底部泥岩。其典型实例有王庄油田（太古界油藏），滨233含油圈闭及单古2含油圈闭，郑29含气圈闭、单66含油圈闭等(图1-9-1J)。

(2) 下古生界石灰岩残丘油气藏　其储油气圈闭是下古生界石灰岩由于剥蚀—溶蚀作用而形成的残丘，储集层是寒武、奥陶系石灰岩，储集空间是孔隙、裂缝与溶洞，属风化壳淋滤带在剥蚀面以下100米储集性能往往变差；盖层是沙四段非渗透性砂、砾岩及泥岩，部分是馆陶组底部的泥岩。如平方王下第三系潜山披覆构造带的滨188及滨78寒武、奥陶系含油圈闭。下古生界残丘油藏的特点是轻、重质油皆有，通常都为具底水的块状油气藏，由于残丘山闭合幅度小，其含油高度通常都小于50米，无水采油期短，一般产量不高。

(3) 垦利中生界残丘油藏　垦利潜山是早第三纪的湖中岛。钻井揭示山内地层为奥陶系、石炭—二叠系及中生界。成山断层为垦西断层，奥陶系顶落差为2610～2826米。成油断层为垦南断层，奥陶系顶落差为1100～1800米，沙三段落差为400～1100米。山内有奥陶系断块油藏，山顶有侏罗系残丘油藏。

该区前第三系大部倾向北东，潜山顶部上侏罗统部分地层被剥蚀，沙三段灰色泥岩覆盖其上，形成上侏罗统残丘圈闭。圈闭幅度100米左右，有部分圈闭幅度为剥蚀断面遮挡，这是断棱残丘圈闭的特点。储油层为上侏罗统风化面附近的一组渗透性含砾砂岩，厚度不一，一般厚10～15米左右，砂层分布比较均匀。由于长期风化淋滤，使砂层的储集性能变好，自然电位异常幅度明显，风化面20米以下，砂层渗透性变差。该油藏为轻油、中产、常压油藏。

2.潜山断块油气藏

其储油气圈闭是断块山圈闭（图1-9-1I）。油气藏特点是：含油气面积及油藏高度受断块山的闭合面积及闭合幅度所控制，一般都为具底水的块状油气藏。原油性质变化大，重质油与轻质油皆有，但以轻质油为主，通常产量较高，具正常压力。由于济阳坳陷的断块山大部分皆为多层结构，因此，断块山结构愈多，则断块山的储集层层系及类型亦多。据储集层类型及层位的不同，又可分为四种：

(1) 中生界潜山断块油藏　其储油圈闭是中生界断块山圈闭。储集层由中生界砂、砾岩组成；盖层通常由下第三系非渗透性砂、砾岩或沙三段泥岩组成。油藏的含油面积及油藏高度往往小于断块山闭合面积及闭合度，多为块状油藏，也有层状油藏。一般油质轻，产量低—中高产、油藏规模均为小型。其典型实例是义北油田的大部分中生界油藏、孤南油田孤南2块的孤南2—10、孤南2—11等中生界油藏；桩西油田的中生界含油圈闭也属于此种类型。

(2) 上古生界潜山断块油藏　其储油圈闭是上古生界断块山圈闭。组成上古生界断块山

圈闭的储集层是太原组与山西组细粒石英砂岩及白云质砂岩，因后期次生成岩作用强烈，石英次生加大和镶嵌结构比较普遍，因此砂岩致密坚硬，储集物性较差。组成圈闭的盖层是上古生界剥蚀面以上的下第三系沙河街组—孔店组泥岩；局部盖层则是上古生界泥质岩；侧向封堵层通常由孔店组组成。油藏的特点是：含油面积与油藏高度往往小于断块山闭合面积与闭合高度，并多为断块山层状油藏。由于储集物性差，尽管油质轻，产量也不高，以低产为主，具正常压力。典型实例是义和庄油田991潜山的石炭—二叠系油藏，大王庄油田的上古生界含油圈闭或区块（图1–9–4）。

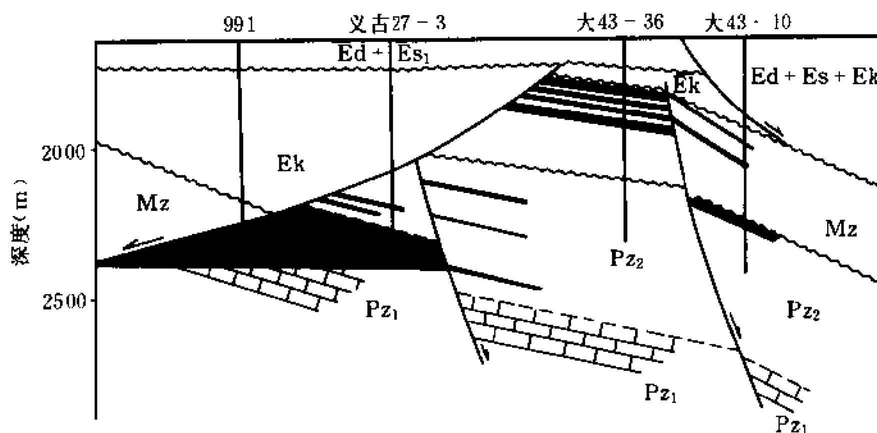


图1–9–4 义和庄油田991潜山（四层结构）断块山油藏剖面图

(3) 下古生界潜山断块油气藏 其储油气圈闭是下古生界断块山圈闭。储集层是寒武、奥陶系石灰岩的风化壳淋滤带，储集空间类型繁多，可归纳为裂缝、溶洞、孔隙三大类，储集层一般都呈非均质性。组成圈闭的盖层多数为中石炭统本溪组底部泥岩，有的则由沙四—孔店组非渗透性砂砾岩或东营组泥岩作盖层。侧向封堵层通常是上古生界石炭系、中生界中下侏罗统及第三系沙三段泥岩等组成。油气藏含油面积与油气藏高度一般受断块山闭合面积及闭合幅度所控制。油气藏含油气面积一般不大（3～7.9平方公里），油气藏规模多为小型—中型，轻—重质油皆有，但以轻质油为主。由于储集层呈非均质性，储集性能差—好均有，油层产能属低—高产，但以高产为主，系常压油藏，这类油藏的典型实例有义和庄、套尔河、垦利油田的下古生界、平南油田等。此外孤岛油田孤古4奥陶系含油圈闭、罗家油田罗古2含油圈闭、沾4潜山义古15下古生界含油圈闭亦属于此种类型。这类气藏罕见，仅东营凹陷西缘滨古11含油气圈闭应属断块山含油气圈闭（图1–9–5）。

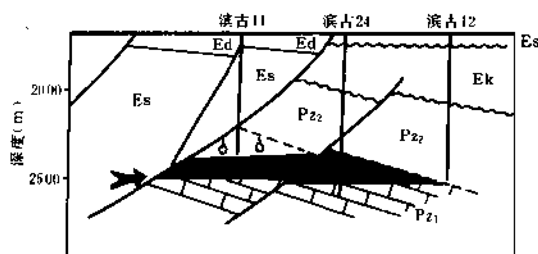


图1–9–5 滨古11潜山断块山油气藏剖面图

上述的多层结构潜山圈闭，例如991潜山、垦利潜山等，往往具有多种类型的断块山油藏，既有下古生界断块山油藏和上古生界断块山油藏，还有中生界潜山断块山油藏（图

1-9-4)。

(4) 下古生界潜山内幕油藏　其储油圈闭是断块山内幕圈闭（图 1-9-1K）。这种圈闭赋存于断块山内部，即圈闭的储集层并非是风化壳淋滤带，而是由下古生界内部储盖层在断层侧向岩溶及断层张裂作用下形成的。其典型实例是义和庄下第三系潜山披覆构造带的沾4潜山、义古 79 寒武系石灰岩含油圈闭。义古 79 井于井深 1924 米钻开寒武系下部储盖组合，在 1997～2028 米录井发现含油灰岩 10 米，其它为油斑、油迹，并发现严重井漏，半小时漏失 50 立方米泥浆。随即对 1898.74～2028.09 米井段进行中途测试，2 小时出油 20 立方米，原油相对密度 0.8875，粘度 21 毫帕秒。

此外尚有断褶山油气藏，其储油气圈闭是下古生界断褶山圈闭。"断褶山"即褶曲的潜山为断层切割而复杂化。前述的断块山油气藏的储油气圈闭皆是单面山结构（即古生代地层是被断层所复杂化的单斜）。断褶山在济阳坳陷内分布局限，比较肯定的是桩西潜山。

断褶山油气藏的油气聚集受断褶山构造控制，油气分布或富集则受构造裂缝与古岩溶带所控制。油气藏类型极为复杂，初步认为是受裂缝与古岩溶带控制的非均质油气藏（图 1-9-6），其主要依据是: ①油井产能相差悬殊，在高产井外围，相距 500 米的井往往不

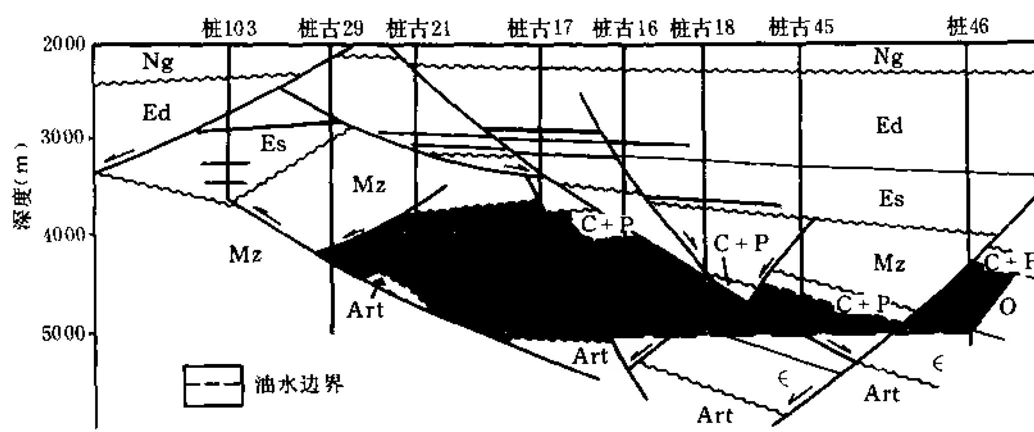


图 1-9-6　桩西断褶山油气藏剖面图

出油，这一点与裂隙水特征很类似。②井间一般无干扰现象，由此判断井间不连通，裂缝系统及古岩溶之间互不连通，仅桩古 2 与桩古 15 井有井间干扰，推断属同一裂缝系统。③产量和地层压力下降快，例如桩古 10 井原始地层压力 36.5 兆帕，初产量 773.7 吨／日，两年多来间歇生产，总压降达 19.8 兆帕，日产量下降为 166.2 吨；桩古 9 井初产量 133 吨／日，4 个月后由喷转抽，至 1986 年 3 月，日产油仅 16 吨。④在同一个断褶山内原油密度并不按重力分异作用分布，例如产层最深（4733.5～5007.0 米）的桩古 17 井，原油相对密度为 0.8359；产层埋藏浅（3980～4034.4 米）的桩古 1 井，原油相对密度反而较大，为 0.8472。⑤油层界面不清楚，例如位于潜山东南的桩古 23 井，于井深 3888 米钻达奥陶系八陡组，据测井解释 3396.6～4133.6 米处有Ⅰ类渗透层 1 层 4 米，Ⅲ类渗透层 9 层 51.9 米，射开 3897～3988.5 米井段 4 层 36 米，日产油 7.5 吨，气 19283 立方米（12 毫米油嘴求产）；与其相邻仅 1600 米的桩古 6 井，于井深 3658 米钻达奥陶系马家沟组，对 3641.77～3750 米井段裸眼测试，折算日产油 37.49 吨，不产气。如前所述，桩古 23 井的产层埋深比桩古 6 井大，两井

相距仅 1600 米，其间也没有断层隔开，但产层深的既产气又出油，原油相对密度仅 0.7823；而产层浅的却仅出油不产气，原油相对密度反而大（为 0.8431）。这一实例表明两者分属于不同的裂缝与古岩溶系统。

三、岩性油气藏

其储油圈闭是岩性圈闭，即储集层岩性横向相变为泥岩或非渗透性岩层，形成侧向封堵构成岩性圈闭，聚集油气形成岩性油气藏。按其储集层类型、圈闭成因，形态的差别，可划分为不同类型。

此类岩性油藏主要由砂岩组成，据其形态可分为砂岩透镜体油气藏（图 1-9-1F）和砂岩上倾尖灭油气藏（图 1-9-1G）两种类型。但据砂岩形成条件、沉积环境及岩石类型又可细分为下列类型：

1. 水下扇岩性油气藏

其储油圈闭是水下扇砂砾岩体所形成的岩性圈闭。水下扇岩性复杂，一般可分为扇根、扇中、扇端三个微相。扇根为水下主河道砂、砾岩发育区，储集性差；扇中多为水下分支流河道砂岩发育区，储集性能好；扇端为分支流河道端部和浊积区，储集性能也差。如义东油田沙二、沙三水下扇的砂砾岩体油气藏，其油气主要储集于扇根、扇中部位的块状砂、砾岩中。一般来看，扇根、扇中部位油层厚，扇中前缘部位油层薄。此外，在济阳坳陷尚有滨 32 沙三中水下扇砂岩上倾尖灭油气藏。

2. 水下河道砂及深水扇砂体油藏

该类油藏以梁家楼水下河道砂及深水扇油藏为代表。密度流在该处形成水下主河道砂体，北为水下较开阔平坦的半深湖—深湖区。当水下较高的潜流流人该区之后，流速减慢，潜流分支，碎屑物质在较大的范围内以较快的速度沉积下来，形成水下扇浊积砂体。

该砂体层位为沙三中，夹于厚层灰色泥岩中，砂岩厚 0～40 米。平面上呈一向湖中散开的鱼网状，又由于河道分叉，形成数条分支河道砂体叠置的扇状砂体组合带。从粒度分析及沉积结构，反映出南部以牵引流搬运沉积为主，北部以浊积为主。主河道砂体储集性能好，分支河道及浊积砂体储集性能稍差，但仍为较好的储集层。

主河道砂及分支河道砂体油藏多为轻油、高产、常压—高压、低饱和油藏，是济阳坳陷内的又一类好的岩性油藏。该类砂体一般发育在凹陷的南坡，如梁家楼—八面河一带，有数条水下河道砂及水下扇分布；惠民凹陷的宿安和夏 31 井两个沙三中到沙三上的深水扇。该类油气藏是一种大有潜力的岩性油气藏。

3. 槽谷砂岩体油藏

槽谷砂岩体不是一个严格的沉积相概念，而是一个砂体几何形态概念，它大致是一个顶平底凸的长条形砂岩体，是一种较深湖环境中带有充填性质粒度较细的砂岩、粉砂岩为主的沉积体。槽谷砂岩的形成，在槽谷（断裂谷、侵蚀谷、向斜谷和侵蚀构造谷等）处，只有在湖水较深与近物源区等条件下，方能发育较完整的槽谷砂岩体。济阳坳陷内有些砂岩体属于此类，现举例简述于下。

（1）永安镇沙三段中部槽谷砂岩体上倾尖灭油藏　该砂岩体在东营凹陷东部边缘地区，东以青西断层为界，西以永安镇背斜、广利及八面河鼻状构造东翼为界，南北长 25 公里，东西宽 6～10 公里，砂体最厚处可超过 150 米。该砂岩体在永安镇背斜、广利鼻状构造东翼上倾尖灭，尖灭线呈弯曲状。在尖灭线凸出部位与上倾构造背景相结合处，形成永 63、永 7 和永 8 三个砂岩上倾尖灭岩性圈闭油藏。储油岩性为粉砂岩，油层厚度小，为 2.4～10 米，

油质轻，属常压—高压油藏，多为小规模油气藏（参见图1-9-1G）。

(2) 渤97沙三中槽谷砂岩体油藏　该槽谷砂岩体展布于沾化凹陷东北部，砂岩体东界为五号桩潜山西坡，西界为渤98和桩83鼻状构造的东翼。砂岩体呈南北向延伸的长条状，长约20公里，宽约5公里。砂层厚20～60米，轴部最厚处超过60米。砂体在轴部为含砾砂岩，粗—中砂岩，个别为灰质砂岩。向西侧逐渐变为细砂岩和粉砂岩。轴部渗透性能好，向西侧逐渐变差，自然电位幅度变小。该油层岩性为细砂岩、含砾砂岩及粉砂岩，自然电位异常幅度较明显，储油物性较好。经测试证实为轻油、中—高产、异常压力油藏。

对永安镇和渤97两个槽谷砂岩油藏的测试结果表明，在槽谷砂岩体上倾尖灭线附近的岩性油藏，一般产能低或不出油，而在砂岩体轴部附近有构造背景的岩性—构造油藏，其产能是可观的。这主要是因为在尖灭线及其附近，砂岩太细，储集性能很差。因而砂岩厚度小于10米的砂岩尖灭带，已不是油气富集的场所，可称之为贫油气带，故应在砂岩厚度大于10米的范围内寻找岩性—构造圈闭，方能找到油气富集区。除上面叙述的两个实例外，还有高青槽谷砂岩体（沙三、沙四段）、沾化凹陷的孤西沙三段中、下部槽谷砂岩体等，也可找到一些砂岩上倾尖灭油气藏。

4. 浊积砂岩透镜体油藏

济阳坳陷各个凹陷的北坡有成带发育的水下扇，在南坡发育水下河道砂及深水扇，在东西边缘发育一些槽谷砂岩体，而在半深湖—深湖水域还发育着许多浊积砂岩透镜体。这些砂岩透镜体多分布在水下扇、三角洲和深水扇的前缘地区，属浊积砂岩体。它们往往夹于沙三段中、下部大套灰色泥岩或油页岩中，纵向成串、横向成排、大小不一、厚度不等、形状各异。多数砂岩透镜体在平面上呈椭圆形，剖面上呈透镜状。因四周被非渗透性灰色泥岩包围，形成天然的岩性圈闭，而沙三段围岩本身又是主力生油层系，故可就地供给油气，形成自生自储一次运移的原生油气藏。

沙三段中、下部浊积砂岩透镜体岩性油藏在济阳坳陷各凹陷中均有发现，但尤以东营凹陷中央隆起带中段——东营、郝家、现河庄地区及其南部的牛庄、六户地区最多，含油气最丰富。据不完全统计，东营、郝家、现河庄地区沙三段中、下部共有大小砂岩透镜体152个，其中82个含油，占总数的50.4%。例如东营凹陷东营构造北翼的营6井，沙三段中部砂岩透镜体油藏、营2井沙三中砂岩透镜体油藏等（参见图1-9-1F）。一般为轻油、高产、异常压力、低饱和油藏。该类油藏是济阳坳陷内一种典型的岩性油气藏，是今后继续勘探的重要对象之一。

此外，生物礁灰岩亦列入岩性油气藏范畴之内。

如平方王生物礁灰岩油藏（图1-9-1H）。该生物礁分布于东营凹陷西部平方王下古生界寒武系石灰岩残丘之上。该残丘先期沉积了孔店—沙四早期的大套粗碎屑物。沙四晚期，这里东邻利津主泻湖区，西邻里则镇泻湖区，北以杨柳雪湖湾与滨县湖中岛遥遥相望，南为平方王潜山带南段水下较低高地。因此，该处陆源碎屑甚少，水质清澈，温度及含盐度适中，从而龙介虫、中国枝管藻等造礁生物大量繁衍，死后残存在原地的骨架由于后期地质作用而形成沙四段上部的纯化镇生物礁灰岩。这类生物礁灰岩构成了十分良好的储集相带。因此，在该区出现高产油气藏。生物礁灰岩油层先后有4口井日产曾达1000吨以上，即滨197井日产1560吨、滨237井日产1198吨、滨229井日产1077吨、滨219井日产1161吨。该油藏为轻油、高产、常压、饱和油气藏。生物礁灰岩油气藏在济阳坳陷内目前只发现这一个。在其他地区也有一些藻灰岩（又称针孔灰岩）油藏，如河7井区沙一段针孔灰岩油

藏等，但不是标准的生物礁灰岩油气藏。而一般的生物灰岩油藏则各凹陷均有，为数不少(参见图1-9-1H)。生物灰岩发育区一般与水下古地形高有依存关系，即继承性构造发育的地方往往也是生物灰岩发育区。因此，生物灰岩油气藏实则是以继承性构造为背景的岩性—构造油气藏。

四、混合型油气藏

综上所述，如以圈闭条件为主进行油气藏划分，可用三角关系图（图1-9-7）表示，还可划分出六种混合类型油气藏，如图1-9-8所示●。即地层—构造油藏，以林樊家油田为代表；岩性—构造油藏，以商河油田较典型；构造—地层油藏，平方王油田为典型；岩性—地层油藏，金家油田为代表；构造—岩性油藏，梁家楼油田较典型；地层—岩性油藏，以义北油田的中生界油藏为典型。

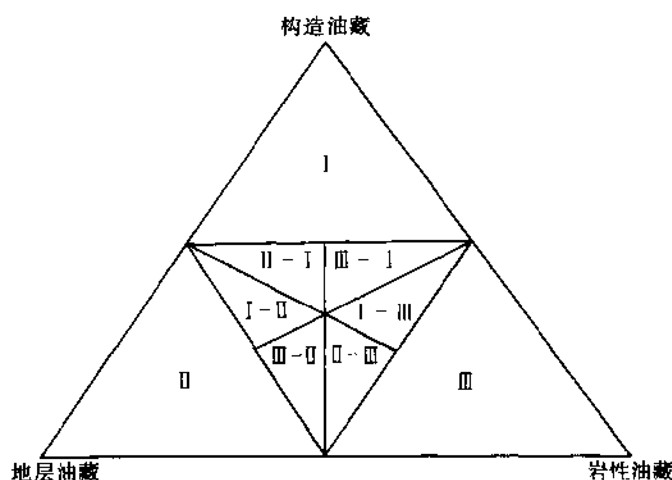


图1-9-7　济阳坳陷油藏类型划分三角图

五、其他类型油气藏

济阳坳陷内除上述构造型、非构造型、混合型油气藏外，还有以下两种油气藏。

（一）泥岩裂缝油藏

其储油圈闭是泥岩裂缝。油气藏的特点是极不规则且规模较小，这是由于泥岩裂缝在横向上变化大所造成的，此类油藏油质轻，具高异常压力（压力系数1.4）。其实例如东营凹陷东辛油田的河54井沙三段中部泥岩裂缝油藏。其储油层岩性为深灰色泥岩夹粉砂质泥岩，油气富集受裂缝发育带控制。油层横向变化大，短距离内即可消失。与河54井相距400米的河55井，也解释了几层泥岩裂缝油层，但试油不出油，显然其裂缝发育程度较河54井差。电测解释河54井2928.0～2964.4米井段有油层5层10.4米。测试日产原油91.3吨，证实该油藏为轻油、高产、异常压力、低饱和油藏，与沙三段中、下部砂岩透镜体油藏具有相似的地质特点。

永54井沙三段下部泥岩裂缝油藏也属于此类。该油藏位于永安油田永11断块近高点处，油层层位为沙三段下部，油层岩性为灰质页岩和泥岩。电测解释有油层4层26.6米。测试日产原油64吨。

（二）岩浆岩储集层油藏

济阳坳陷内已发现与岩浆岩有关的两种油气藏。

1. 与浅层侵人岩有关的油气藏

如义13井与罗15井侵入沙三段下部灰色泥岩和油页岩中的浅层辉绿岩中有油层或油气

●命名原则为次要者在前，主要者在后。

显示。如义 13 井在 2991.5～3070.0 米井段有 5 层 8.3 米含油迹辉绿岩。义 13 井辉绿岩体顶底部自然电位异常比较明显，渗透性较好；中间部分自然电位平值，渗透性差。这可能是由于岩浆的侵入作用，造成近围岩部分孔隙发育，所以辉绿岩顶底渗透性好。对义 13 井在辉绿岩有油气显示井段进行了两次测试，3016.2～3079.0 米井段 3 层 13.2 米，5 毫米油嘴日产油 9.1 吨；3067.0～3070.0 米井段，5 毫米油嘴日产油 2.6 吨。证实该油藏为轻油、低产、异常压力油藏，与沙三段砂岩透镜体油藏具有相似的地质特点。罗 15 井小型侵入岩体产油亦属此类型。再如大 43—32 井与大 43—36 井则为侵入中生界的煌斑岩岩性油气藏。

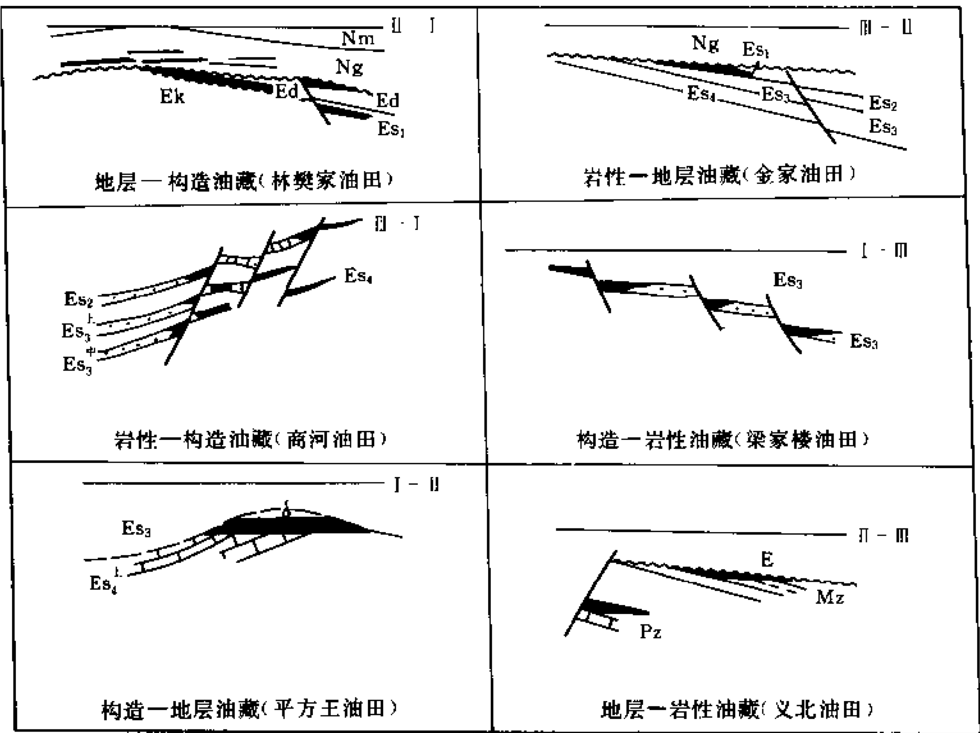


图 1-9-8　济阳坳陷混合类型油藏汇总图

2. 与喷发岩有关的油气藏

如惠民凹陷的玉皇庙、商河、魏家集三角地带，有下第三系水下火山锥群，夏 8—夏 13 井水下火山锥就是其中之一。该火山锥为沙三—东营期多次喷发的水下火山锥。岩性很复杂，多为基性水底喷发岩，如细碧岩、玄武质火山角砾岩或玄武质层凝灰岩等。夏 13 井火山岩共有 52 层，厚 1135 米，油斑玄武岩 11 层 24.5 米。夏 8 井火山岩厚 906.5 米，有油斑玄武质凝灰岩 9 层 84.5 米。电测解释夏 8 井沙一段 2037.2～2046.8 米井段，油水同层 4 层 11.8 米，经测试均为水层带少量油花和少量气，天然气成分中甲烷占 95～96%。现已形成的油藏如滨南油田三区滨 338 井区玄武岩油藏；临盘油田临 41—10 等井的沙二、沙三段上部玄武岩油气藏。气藏目前仅发现一个，即东营凹陷南坡的草 2 井玄武岩气藏。

第三节　油气藏形成的基本条件

油气藏形成必须具备生油层、储集层、盖层、油气运移与圈闭等基本地质条件。上述地质条件的优劣及其相互配置关系，控制着油气藏的形成和油气藏的规模。研究油气藏形成条件和油气藏分布、聚集规律是一门综合性科学。它必须建立在地层、构造、沉积相、储集层岩石类型与成岩作用，生油层及生、储配置关系等的基础上。鉴于本书其它章节已详述了构造、地层、沉积相与储集层岩石类型和成岩作用以及生油层等，因此本章仅简述这些基本地质条件和它们的配置关系。

一、生油条件

（一）丰富的油源

油源是油气藏形成的物质基础，也是最基本的条件。济阳坳陷内共有六套生油岩系，自下而上为孔二段、沙四段、沙三段、沙二段、沙一段及东营组，其中以沙三段为主。沙三段的有机质类型腐泥—腐殖型均有，但以腐泥—混合型为主（干酪根类型Ⅰ—$Ⅱ_1$型），产烃率较高。

（二）主要油源区的分布

主要油源区的分布受各箕状凹陷的结构所控制。济阳坳陷内各箕状凹陷自成沉积体系，其相带变化有各自的特征。因此各凹陷内Ⅰ—$Ⅱ_1$型干酪根的分布位置、范围及有机质丰度的变化也不一样。例如东营凹陷Ⅰ—$Ⅱ_1$型干酪根分布于湖盆西半部偏西北侧，其范围大致包括现今的利津洼陷全部、牛庄—六户洼陷的大部分及博兴洼陷的一部分；Ⅰ—$Ⅱ_1$型干酪根的分布面积占全湖盆面积的 56%（在此范围以外是$Ⅱ_2$—Ⅲ型干酪根分布区）。惠民凹陷沙三段生油岩大部分皆为$Ⅱ_2$—Ⅲ型干酪根（腐殖型）分布区。有机质类型较佳的Ⅰ—$Ⅱ_1$型干酪根仅局限于临南洼陷内。综合分析各凹陷沙三段主要生油岩系的地层等厚图、沉积相图、地球化学相带图、有机碳分布图及总烃、氯仿沥青"A"分布图后，发现它们的变化均与干酪根类型分布图相似。我们把有机质类型较好（Ⅰ—$Ⅱ_1$型干酪根）、产烃率高、地球化学相带属还原相、暗色泥岩厚度大、有机碳含量高、总烃与氯仿沥青"A"含量高、生油气潜力大的生油岩分布区作为主要油源区。主要油源区的分布范围和位置与油气藏形成、富集及分布有十分密切的关系。

主要油源区的分布受箕状凹陷结构所控制，即受北东—北北东走向的基底断层所控制。因这些断层通常控制着凹陷的成生发展。开阔的箕状凹陷，主要油源区均分布在断层的下降盘，如东营凹陷的利津洼陷。分隔性强的箕状凹陷通常有几个主要油源区，例如沾化凹陷的四扣、孤北—桩西、孤南洼陷等多个油源区。

二、储集层

（一）14 套储集层系

盆地的大地构造背景及其形成、演化过程，控制了本区地台褶皱基底储集层和地台型盖层沉积的储集层：太古界变质岩、下古生界石灰岩、上古生界薄层石灰岩及砂岩储集层；中生代山间盆地发育阶段所形成的砂、砾岩及与岩浆岩有关的储集岩—煌斑岩储集层；还有早第三纪箕状断陷阶段及晚第三纪整体坳陷阶段形成的第三系各种类型的储集层。自下而上形成了 14 套含油岩系，即太古界泰山群、古生界寒武系、奥陶系、石炭—二叠系、中生界、第三系孔二段、孔一段、沙四段、沙三段、沙二段、沙一段、东营组、馆陶组、明化镇组。

（二）多种类型储集岩及其储集空间

1. 基底储集岩及其储集空间

基底储集岩是指双层结构的基底储集层，包括了太古界变质岩与古生界碳酸盐岩储集岩。

(1) 太古界变质岩系储集岩　由片麻岩类、角闪岩、变粒岩等组成，混合岩化作用强烈。变质岩系储集岩的储集空间由裂缝孔隙、溶蚀孔洞和微孔隙组成；通常在两组断裂交会部位裂缝孔隙尤为发育。

(2) 下古生界碳酸盐岩储集岩　储集空间类型繁多，可归纳为由裂缝（构造裂缝）、洞（由多期古岩溶作用形成的溶洞）及孔隙（粒间溶孔、粒内溶孔、白云石晶间孔、方解石晶内溶孔、基质溶孔）等储集空间组成。这些储集空间类型多是由成岩后生作用的不同阶段（同生期、成岩早期、成岩晚期、多期古风化壳岩溶期、多期断裂岩溶期）形成的，其中多期古风化壳岩溶期和多期断裂岩溶期对储集空间影响最大。

在碳酸盐岩储集空间类型中，以断褶山最为复杂。如桩西潜山桩古 17 井，在距潜山剥蚀面以下 1300 余米获得高产工业油流。经研究认为是深部溶蚀作用的产物，是由于该断褶山的向斜轴部（岩层中和面以下的部位）靠近断层，形成下古生界石灰岩深部裂缝性溶蚀带储集层。

(3) 上古生界碎屑岩、薄层石灰岩储集层　以二叠系石英砂岩储集层为主，储集空间是孔隙型。薄层海相石灰岩的储集空间是裂缝及孔隙（主要是晶间与粒间孔隙）。

2. 中生代山间盆地发育阶段所形成的储集层

中生界储集层由两大部分组成，即砂、砾岩储集层，其储集空间是孔隙及裂缝；煌斑岩储集岩的储集空间是以构造裂缝为主，局部为溶孔。

3. 各种类型的第三系储集层

第三系是济阳坳陷的主要含油气层系。在各种类型的储集岩中，第三系储集层中探明与控制的石油地质储量与天然气储量，分别占石油与天然气总储量的 89%与 100%。而第三系储集层中又以中新统馆陶组河流相砂岩、砂砾岩及下第三系沙河街组沙二、三段砂岩为主。它们分别占全区石油地质储量的 28.4%和 39.3%。

上第三系储集层岩性多为河流相砂岩、砂砾岩（河床高速带亚相、河床低速带亚相及漫滩亚相），部分为冲积、洪积砂砾岩透镜体及席状砂体。此外，馆陶组底部的碱性玄武岩及火山碎屑岩亦为潜在的储集岩。如东营凹陷南坡王家道口单斜带的莱 6—草 14—草 15 井一带，馆陶组底部存在 1～4 层玄武岩；莱 6 井 976.0～1007.0 米井段，2 层 18 米玄武岩微含油；2 层 8 米见油斑，对 976.0～984.6 米井段测试后为含油水层。

下第三系储集层以河流水系起主导作用，属河一湖相沉积体系；具多物源、多沉积体系和多种砂岩体类型。按储集岩体成因与岩性组合特征，大致可分为三角洲沉积体系，三种类型扇体、边滩、低隆起带湖相碳酸盐岩（沙四及沙一段部分为沙三段）、湖相席状砂岩、河流相砂岩及冲积、洪积砂砾岩体等。

（三）多层、多类储集层连片分布

由于区内储集层系多、储集岩类及储集空间的类型多，导致在整个坳陷内储集层纵向上上下叠置，平面上连片分布。在坳陷的不同部位分布着不同层位、不同岩性的储集岩层。给油气藏的形成造就了必要条件。如凸起区是坳陷内的正向构造单元，因缺失下第三系而不存在下第三系储集岩层；但在凸起不整合面以上则存在上第三系砂岩、砂砾岩储集层；在不整

合面以下则存在基底储集岩。凹陷内的一些第三系构造带，例如临邑断裂构造带临邑主断层上升盘的盘河构造的一些断块区，则缺失东营组、沙一、二、三段，仅存在上第三系及沙四、孔一段储集层（在一些低断块区还存在沙二、沙三段储集层）。凹陷南坡的一些斜坡带，通常也缺失一部分下第三系储集层。东营凹陷北部缺失古生界储集层，但第三系储集层发育。通常在凹陷中的下第三系潜山披覆构造带上储集层层系最多，既有第三系储集层、中生界储集层，又有基底储集层，因而易于形成多套含油气层系（例如桩西潜山披覆构造）。

（四）下第三系储集层发育受箕状凹陷控制

第三系储集层是本区的主要储集层，而该套地层属河湖相沉积建造，其中发育着各类砂体。其中，以三角洲沉积体系占主导地位。而三角洲沉积体系的发育情况，受凹陷结构和三角洲发育程度控制。例如开阔的箕状断陷——东营凹陷内，沙二、三段属进积型三角洲砂体一般厚500米，其范围东起永安镇—莱州湾一线，向西延伸到利津洼陷边缘；北起陈家庄南缘向南延伸到东营凹陷南坡，东西长60公里，南北宽50公里，总面积3000平方公里。迄今在东营三角洲沉积体系内，已探明与控制的石油地质储量占济阳坳陷总储量的25%。不开阔的箕状断陷，例如沾化与车镇凹陷内，下第三系三角洲沉积体系砂岩不甚发育，分布范围也远较东营三角洲沉积体系小。经统计，沾化凹陷的三角洲沉积体系内，已探明与控制的石油地质储量仅占济阳坳陷总储量的4.2%（占沾化凹陷总储量的11%）。

三、生储盖配置关系及油气运移通道

生储盖配置关系及油气运移通道是油气藏形成的重要条件之一。根据生油层和储集层在时空上的配置关系，分为三种成油组合。各种组合有各自的油气运移通道和方式。

（一）自生自储成油组合

是指生油层和储油层均分布在相同的空间，且沉积时间相同。储集层与生油层相互出现或储集层包裹于生油层之中。如下第三系自身形成完整的多套生、储、盖组合。通常下第三系沙一段湖相泥岩、油页岩及东营组上部泥岩段，为各箕状凹陷的区域性盖层；此外沙二、三段三角洲沉积体系的三角洲平原相带的炭质页岩段亦为较好的局部性盖层。在开阔的箕状凹陷内这种配置关系占主导位置。如东营凹陷下第三系大型进积型复合三角洲沉积体系，是这种配置关系的主要实例，亦是主要组成部分。这种自生自储的成油组合其油气运移通道，主要是下第三系各种类型储集岩的孔隙、裂缝空间以及断层与不整合面，生油层中的油气可直接运移至储集层中（图1-9-9、1-9-10、1-9-11、1-9-12）。初步统计，在该类成油组合中已探明与控制的石油地质储量占总储量的56.8%。

（二）下生上储成油组合

指下第三系生油，上第三系储油。生油层位于储集层下侧，这种配置关系称为下生上储配置关系（图1-9-13）。这种组合的储集层与生油层并不直接接触，油气经断层或不整合面从生油层通过侧向运移至储集层中聚集而成，亦是济阳坳陷内重要的成油组合之一（前述馆陶组中所找到的石油地质储量占总储量的28.4%，若将部分东营组计入则占32.2%）。这种组合在不开阔的、分隔性强的箕状凹陷内，特别是沾化凹陷内占主导地位（沾化凹陷内石油地质储量的56%分布于上第三系馆陶组储集层内）。其典型实例有陈家庄、太平、林樊家、埕东、孤岛、孤东及垦西等油气田的上第三系含油层系。此外胜坨、东辛、滨南、尚店、临盘等油气田的馆陶组油气藏及部分东营组油气藏亦属于这种类型。

（三）新生古储成油组合

指下第三系生油，前第三系或基底储集层储油。绝大部分基底储集层与生油层通过断层

相接触（其接触面可称供油窗口）。这种配置关系即是新生古储配置关系。换言之，时代较新的下第三系生油岩生成的烃类，聚集在老地层（基底储集层）中（图1-9-14）。这类组合已探明与控制的石油地质储量占济阳坳陷总储量的11%。这种组合在不开阔的、分割性强的箕状凹陷较为发育，如沾化与车镇凹陷，尤其是在沾化凹陷，24.6%的石油地质储量属于新生古储成油组合。

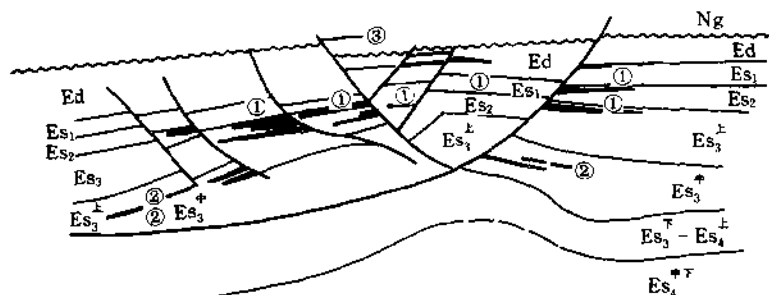


图1-9-9　东营凹陷中央背斜带油气聚集复合体油藏展布示意图

①Es断块油藏；②Es_3岩性油藏；③Ng—Ed次生断块油藏

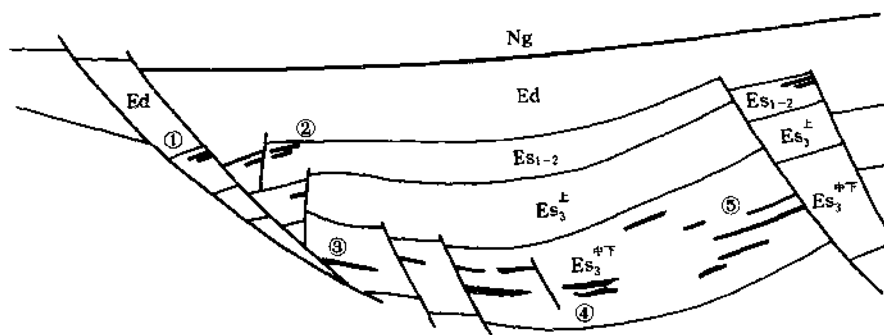


图1-9-10　东营凹陷向斜（洼陷）油气聚集复合体油藏展布示意图

①Es_{1-2}断块油藏；②Es_{1-2}滚动背斜油藏；③Es_3断块岩性油藏；④Es_3砂岩透镜体岩性油藏；

⑤Es_3岩性构造油藏

四、主要油源区与构造带（复式圈闭带）配置关系

主要油源区与构造带的接触展布形式或搭配关系，可称为主要油源区与构造带的配置关系。这种配置关系也是油气藏形成的重要条件之一，又是形成油气富集区带（复式油气聚集区）的一个主要条件。

在济阳坳陷内，特别是东营和沾化凹陷、车镇凹陷东部、义和庄凸起东部及陈家庄、滨县、垦东凸起一带，一些断裂构造带与潜山披覆构造带、斜坡带，尤其是一些大型的第三系构造带与大型的潜山披覆构造带，都分布在主要油源区周围（参阅图1-4-1），极利于在这些大型构造带上形成各种油气藏，构成复式油气聚集带，从而形成复式含油气区。

五、圈闭形成时期与成油期（生油期）的对应关系

成油期与圈闭形成时期的对应关系相协调，是油气藏形成与富集的必要条件。一般在主

要成油期以前或与主要成油期同时形成的圈闭，对油气聚集最为有利。

该区纵向上有6套生油岩系，都是在早第三纪箕状断陷阶段形成的。在早第三纪末期，该区普遍抬升遭受剥蚀，尔后进入整体坳陷阶段，接受晚第三纪—第四纪沉积。据研究，济阳坳陷下第三系经历了两次成油阶段。

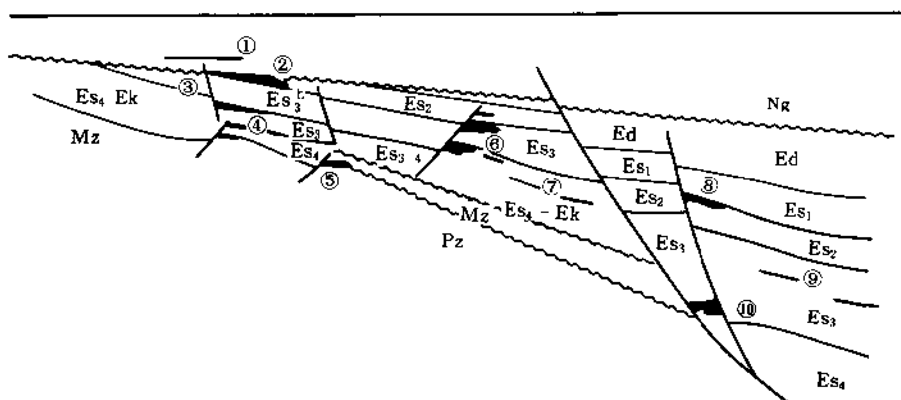


图 1-9-11　凹陷斜坡带油气聚集复合体油藏展布示意图

①Ng 超覆油藏；②Es_1 不整合油藏；③Es_{3-4} 不整合油藏；④Es_{3-4} 披覆构造油藏；⑤潜山断块油藏；⑥Es 反向屋脊断块油藏；⑦Es_4 薄层灰岩砂岩岩性油藏；⑧Es_2 滚动背斜油藏；⑨Es_3 岩性油藏；⑩Es_4 岩性断块油藏

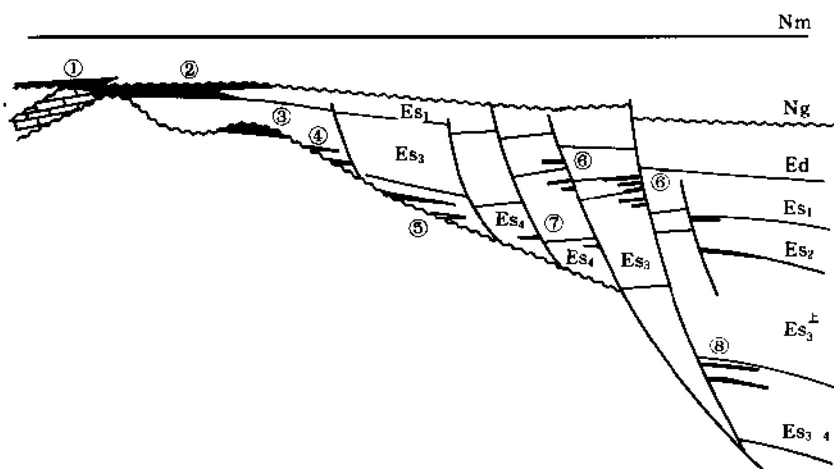


图 1-9-12　基岩古断剥面上油气聚集复合体油气藏展布示意图

①Ng 披覆构造油藏；②Es_1 不整合油藏；③太古界片麻岩潜山残丘油藏；④Es_3 超覆油藏；⑤Es_4 超覆油藏；⑥Es_2 断块油藏；⑦Es_4 岩性断块油藏；⑧Es_3 滚动背斜油藏

(一) 第一阶段——第一次成油期

据各凹陷沙三段主力生油岩生油门限深度研究，其成油门限大约在-2200（东营凹陷）~-2500米（惠民凹陷），即第一次成油期发生于早第三纪晚期，其主要依据是:

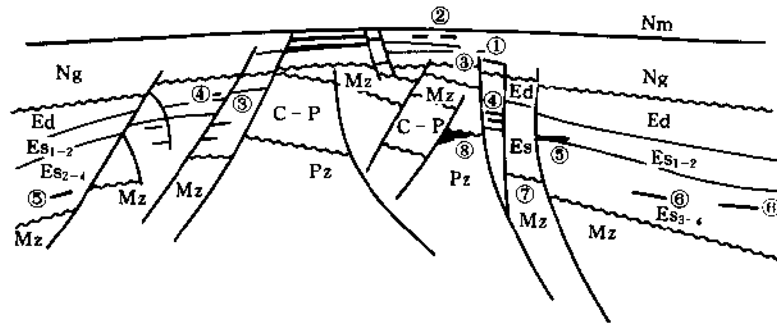


图 1-9-13 以上第三系披覆构造油藏为主体的油气聚集复合体油藏展布示意图

①Ng披覆构造油藏；②Nm-Ng上岩性气藏；③构造岩性油藏；④Es构造—断块油藏；⑤Es滚动背斜油藏；⑥Es岩性油藏；⑦Mz风化壳不整合油藏；⑧潜山断块油藏

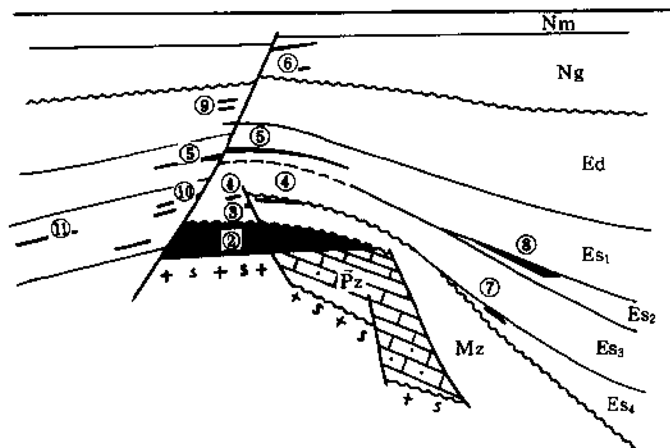


图 1-9-14 以潜山油藏为主的油气聚集复合体油气藏展布示意图

①太古界片麻岩潜山残丘油藏；②古生界潜山不整合—断块油藏；③中生界内幕岩性—断块油藏；④中生界风化壳不整合油藏；⑤Es_1岩性—构造油藏；⑥Ng岩性—断块油藏；⑦Es_4地层超覆油藏；⑧Es_2地层超覆油藏；⑨Ed断块油藏；⑩Es_3滚动构造油藏；⑪Es_3岩性油藏

1）古油藏遭受破坏。

迄今在济阳坳陷内的一些下第三系构造带及潜山披覆构造带上，存在一些遭受破坏（油气曾经历过逸散的过程）的古油藏。例如东营凹陷中央塑性拱张背斜带上的东辛油田营8断

块区，营18井（取芯井）在沙二、三段连续取芯626.25米，在2191.2～2486.4米取芯井段内11层52.3米砂岩有油气显示（其中9层45.5米为含油、微含油粉细砂岩），经电测解释和试油证实为含油水层或油水同层，现普遍认为是烃类曾一度散失的结果。类似的实例尚有营14断块区营14井与辛18井。以东辛油田辛18井为例，该井在2303.5～2305.0米（正处于营8断层的断面处）见1.5米厚的沥青层，邻近的营12—25井也见沥青层。现认为这种沥青是烃类聚集于圈闭，再通过断层作垂向运移（应为三次运移），轻质成分往上逸散，留下重质部分而形成的。此外，孤岛上第三系披覆构造孤古2井，于寒武系（−2800米）岩芯中发现大量稠油斑块充填在缝、洞中，亦被认为是古油藏遭受破坏的遗迹。

从济阳坳陷的形成、演化过程分析，在箕状断陷阶段末期，济阳坳陷普遍发生抬升，遭受剥蚀，至此箕状断陷发育阶段告终。各箕状断陷（尤其是东营、沾化、惠民凹陷）内，一些二、三级断层持续活动，到箕状断陷发育阶段末期，又产生大量四级断层。这些断层皆通到东营组顶部，甚至有些通到地表；该沉积间断时间约持续30～1000万年，不言而喻，具有足够的时间形成古油气藏，与此同时由于一些断层通到地表，古油气藏中的烃类也逸散掉一部分。

这个过程也就是第一次成油期（生油期）。它本身即包括了初次运移、二次运移（烃类在储集层内沿孔隙、裂缝向上倾方向运移、聚集在圈闭内）、三次运移（烃类沿断层垂向往上运移，一部分烃类有机会聚集在一些东营组储集层形成的断块圈闭内，一部分则逸散到地面），是完整的运移、聚集过程。

2）箕状断陷阶段末期，沙三下和沙四段生油岩已进入门限深度。

早第三纪末期，按生油岩生油门限并结合上覆地层累计厚度计算，东营、沾化和惠民等凹陷内均已有一部分沙三及沙四段生油岩进入门限深度，从而能进一步演化、运移、成熟、聚集，构成第一次成油期。

（二）第二阶段——第二次成油期

晚第三纪至第四纪本区进入整体坳陷，各箕状断陷与所有凸起皆下降，接受晚第三纪—第四纪沉积，中新世末期—上新世早期，济阳坳陷内形成众多的上第三系地层超覆圈闭，所有的构造带最终定型。自中新世—第四纪时期（延续了15～24.7百万年），随着地质历史时期的推移，上第三系—第四系的厚度逐渐增大；济阳坳陷内的生油层系相继进入生油门限，与其相应的是第二次成油期，即第二次油气大规模运移、聚集时期。晚第三纪—第四纪时期，区域性盖层——明化镇组厚500～800米以粘土质岩为主的地层已形成，所有的复式圈闭构造带亦已最终定型。由于油气运移时期与圈闭形成时期配置关系协调，有利于油气藏形成与富集。毫无疑义，迄今在上第三系砂岩、砂砾岩中所找到的石油与天然气（储量分别占济阳坳陷总储量的32.2%与65.4%），肯定是在第二次成油期形成的。各箕状凹陷内的一些下第三系原生油气藏及部分次生油气藏（东营组），也必然在第二次成油期，再次增加含油气面积及油气藏高度。但迄今尚不能定量估算下第三系原生油气藏中究竟有多少油气储量是第二次成油期的聚集量。

据此，可以认为第二次生油期（成油期）相应带来第二次大规模的油气运移、聚集，是主要的也是最适时的成油期。其依据是：

1）上新世全区普遍覆盖了500～800米的泥岩，形成一个封闭严密的区域性盖层，使第二次成油期所形成的油气藏全都免遭逸散。迄今该区地面上未发现任何逸散的油、气苗，也可说明第二次生油期生成的大量油气基本上都保存在济阳坳陷内。而第一次成油期所形成的

油气藏，如前所述肯定有一部分已逸散到地面。

2）第二次成油期所形成的各种类型的圈闭，包括上第三系地层超覆圈闭，中、上新统砂岩、砂砾岩储集层所组成的披覆背斜构造等最终定型；所有的构造带，即复式圈闭聚集带亦最终定型。如前所述成油期与圈闭形成时期的对应关系相协调。换言之，在成油期以前，或与成油期同时形成的圈闭，最有利于油气聚集与油气藏形成。而第一次成油期时，各种类型的圈闭尚未最终形成；其时上第三系地层超覆圈闭及由馆陶组、明化镇组所组成的上第三系披覆构造都还没有形成，所有的构造带尚未最终定型，尤其是上第三系潜山披覆构造带尚未形成；成油期与圈闭形成时期的对应关系不如第二次成油期。

第四节 油气分布特征

一、油气的平面分布

大部分油气储量都分布在东营与沾化两个凹陷内。已发现的油气田，除埕东油气田分布于埕宁隆起外，绝大部分都分布于济阳坳陷内。据统计，油气田总数的77%都集中分布在东营与沾化两个箕状凹陷内，其余的23%则分布于车镇、惠民凹陷与济阳坳陷内的正向构造单元——凸起上以及埕宁隆起等处。就油气储量而言，有88.3%的石油地质储量与85.4%的天然气（气层气与气顶气）储量，分布于东营与沾化两个凹陷内；其余的11.7%石油地质储量与14.6%天然气储量则分布于车镇、惠民凹陷、陈家庄凸起、义和庄凸起与埕宁隆起。

二、不同类型圈闭中的油气分布

大部分油气储量分布于第三系构造带与潜山披覆构造带。主要的油气圈闭是构造圈闭，约71%的石油地质储量（探明与控制级）与84.7%的天然气储量（已探明的）聚集于构造圈闭内，形成构造油气藏；约10.1%的石油地质储量分布于潜山圈闭内，统计表明：上述油气藏类型中，以构造、以及与构造有关的混合型油气藏、潜山油气藏等占主导地位，其石油地质储量占全区的81.1%，天然气储量则占84.7%。换言之，仅18.9%的石油地质储量及15.3%的天然气储量分布于地层及岩性油气藏内。

构造圈闭与潜山圈闭几乎都分布于第三系构造带与潜山披覆构造带上，仅极少数分布于斜坡带上；第三系构造带与潜山披覆构造带还包含一部分地层与复合圈闭。经统计，约有89.3%的石油地质储量（探明与控制级）与89.6%的天然气（探明）储量分布在第三系构造带与潜山披覆构造带上；仅10.7%的石油地质储量与10.4%的天然气储量分布于向斜及斜坡带上。

三、纵向上的油气分布

油气储量的分布集中在一定的深度范围内。油气层的埋藏深度在628～5007米深度范围内；仅部分第四系浅气层埋深在186～351米，这可能为生物化学作用形成的甲烷气。全区已探明与控制的石油地质储量的90%，都分布在900～3200米深度范围内；其余10%的石油地质储量主要分布于3200米深度以下，仅极少量分布于900米深度以上。经统计，几乎全部的天然气（探明与控制级）储量都分布在735～2000米深度范围内。

四、不同层系中的油气分布

油气主要都分布在第三系储集层内。迄今已探明与控制的石油、天然气储量都分布于前述的14套含油气层系内。第三系的各种类型储集层中已探明与控制的石油、天然气储量分

别为90%与100%。其中又以下第三系沙河街组二、三、四段为主，其石油地质储量占总储量的49.6%，占第三系总储量的55%；天然气储量占总储量的14.8%（石油与天然气储量皆为探明与控制级）。其次是上第三系馆陶组，其石油地质储量占总储量的28.4%，占第三系总储量的31.9%；天然气储量占总储量的44.6%。

14套含油气层系中含气层系有7套，自上而下为上第三系明化镇组、馆陶组、下第三系东营组、沙一段、沙二段、沙三段及沙四段，其中主要的含气层系是馆陶组，其次是明化镇组（探明储量占天然气储量的20.8%）；其余的天然气（约占天然气总储量的34.6%）则分布在下第三系东营组、沙一、沙二、沙三、沙四段含气层系内。此外尚有一些含气圈闭或区块，其产层是孔店组、古生界及太古界，尚未正式计算储量。

五、富油贫气的特点

国外一些含油气盆地，其油、气储量探明的比例通常是1：1，甚至1：2。该区迄今油、气储量探明的比例是1：0.0066。换言之探明与控制1亿吨石油地质储量，仅获得6.6亿立方米天然气。因此，本区天然气与石油地质储量相比，显得非常贫乏。

六、油气藏围绕主要油源区呈带状—环带状分布

前文已述及主要油源区与构造带（多为复式圈闭带）配置关系好；而主要成油期——第二次成油期与圈闭形成时期亦相匹配。换言之，油气生成、运移与构造带在空间上、时间上配置关系好，形成油气藏富集区围绕着主要油源区呈带状—环带状分布。经统计，迄今围绕着六个主要油源区（利津、孤南、孤北—桩西、四扣、郭局子、临南）形成的油气富集区包括40个油气田，即胜坨、东辛、郝家、现河庄、史南、乔庄、梁家楼、纯化镇、平南、平方王、尚店、林樊家、滨南、利津、宁海、单家寺、郑家、王庄、孤南、孤东、垦利、垦西、孤岛、长堤、五号桩、桩西、埕东、渤南、罗家、陈家庄、义北、义和庄、义东、邵家、大王庄、大王北、太平、商河、临盘，玉皇庙。上述40个油气田内已探明与控制的油气储量分别为总储量的88.8%与94%。

由于各箕状凹陷的结构不尽一致，因而其主要油源区的展布及其周围构造带的主要圈闭类型及成油组合也不尽一致，油气富集区的油气藏类型及油气藏分布亦有区别（详见后文）。

第五节　油气聚集规律

一、复式油气聚集带的涵义

我国较多的石油地质家认为：复式油气聚集带是指有统一的地质构造发育特征，成油条件近似，组成统一的成油系统，而各类油气藏又各具特色的复合地质体。每个复合地质体上，类型各异的油气藏大小不一、数量不等，但彼此又有一定的成因联系；在纵、横向上叠置连片，形成较大规模的油气聚集体系。

另一种看法是：盆地沉积的陆相性及地质构造的块断性质均强烈地影响盆地中石油的生成、运移、聚集与保存，致使油气藏类型繁多，形态各异，地层、构造、岩性油气藏应有尽有，尤其是复合类型圈闭形成的油气藏，更是屡见不鲜。在油气分布上，由于石油主要产生于下第三系，但可储藏于各个地质时代地层的各种不同的岩石类型中。在成熟生油区的控制下，纵向上各含油气层系可多层叠置，横向上可以连片分布。油气在各种圈闭带的控制下成带富集。从而在一定的地质条件中，一些有成因联系的不同层系、不同类型的油气藏，可在

三度空间中相互依托，有规律的分布，形成油气藏聚集的复合体。

总之，复式油气聚集带是指具相同成因，或成因上有联系的多层系、多种类型的圈闭有规律地共生或出现在同一构造单元的不同部位（这里所指的构造单元已不囿于正向者还包括负向构造单元），构成较大规模的复式圈闭带（其背景是各构造单元）；在主要油源区的控制下，处于油气运移指向，在聚集油气后即形成以一种油气藏类型为主，而以其它类型为辅的多种油气藏群体。它们在纵向上相互叠置，平面上相互连片，形成了较大规模的复式油气聚集带。复式油气聚集带的类型不同，其成油条件亦各异；通常以洼陷为主体的复式油气聚集带成油条件最简单，其油藏类型也简单；而以潜山披覆构造带为主体的复式油气聚集带成油条件最复杂，既有"新生古储"、亦有"下生上储"与部分"自生自储"。

二、复式油气聚集带类型的划分

中国东部特别是渤海湾含油气盆地（包括济阳坳陷在内）基底都具双层结构。中、新生代时期，在区域构造应力场的作用下，块断活动强烈，断层十分发育。由于主要成盆阶段，各凹陷呈箕状断陷结构，每一个箕状断陷各自形成一个沉积单元与成油单元；沉积上属河—湖沉积体系，具多物源、多沉积体系，岩性、岩相变化大，具有储集层类型多的特点。由于多期断裂活动的叠加，构造与沉积作用相结合及受潜山古地形控制等因素，造成断陷内圈闭类型繁多、形态各异。如前所述，断陷内的复式圈闭带的背景是构造带；因此，划分复式油气聚集带的类型，是按照断陷内处于主要油源区控制下的构造单元的成因、形态及其在断陷内所处的位置进行的。按上述原则相应地可划分为四种类型的复式油气聚集带。

（一）以第三系构造带为主体的复式油气聚集带

这种类型的复式油气聚集带的构造背景，是箕状断陷内各种类型的第三系构造带（参阅构造章）。它们几乎绝大部分位于开阔的箕状断陷内，都处于有利的地层岩相带。其中又以断裂伴生构造（滚动背斜）带、塑性拱张背斜带及断裂构造带及部分断阶带所处的构造、地层岩性带更为优越；储集类型多，储集层为沙二、三段三角洲前缘相，以及与三角洲沉积体系有关的各类透镜体砂岩、各种类型扇体、沙一、沙四段（部分为沙三段）湖相碳酸盐岩、砂岩、东营组河—湖相砂岩及中上新统河流相砂岩；构造带范围大、局部构造幅度大，都具同生构造性质。构造带上除构造圈闭外，还有第三系断块、各种类型的地层—岩性圈闭、部分地层超覆圈闭；形成以构造圈闭为主，其它类型圈闭为辅的复式圈闭带。第三系构造带上具有两种成油圈闭：即沙二、三段三角洲砂岩、部分沙一段、沙四段湖相碳酸盐岩组成的断块、构造—断块圈闭，以及地层—岩性圈闭。其成油组合是"自生自储"；一些由东营组、馆陶组储集层所组成的浅层断块圈闭，其成油组合是"下生上储"，油气运移聚集经历了极为复杂的过程。

简言之，以第三系构造带为背景的复式圈闭带，在主要油源区控制下，由于断裂活动形成油气纵向运移，使油气沿断块、断块区、层系间再分配。油气运移、聚集过程极为复杂；形成了以沙二、三段（包括沙一段）同生断块、构造断块油气藏为主，其它层系的断块、地层、岩性、部分地层超覆及复合油气藏类型为辅的第三系多层、多类油气藏类型的群体，构成了以第三系构造带为主体的复式油气聚集带（图 1–9–15）。

初步统计，在以第三系构造带为主体的复式油气聚集带中所找到的石油地质储量（指探明与控制储量），约占全区总储量的 41%；天然气储量（不包括伴生气）占总储量的 17.6%。

（二）以潜山披覆构造带为主体的复式油气聚集带

这种类型的复式油气聚集带的构造背景，是各种类型的潜山披覆构造带。它们多数位于不开阔的、分割性强的箕状断陷内。在开阔的箕状断陷内，则多分布于凹陷的边缘部位。济阳坳陷的潜山披覆构造带分布在坳陷东部约12500平方公里面积内；它们皆邻近主要油源区。其成油组合是“下生上储”、“新生古储”、部分为“自生自储”，成油条件十分优越（见图1–9–13及1–9–14）。

潜山披覆构造带（尤其是下第三系潜山披覆构造带）具多层系、多种类型的储集层与多种类型的圈闭；在潜山剥蚀面以上有第三系披覆构造及断块翼部则有地层超覆圈闭，潜山剥蚀面以下则有基底型石灰岩、变质岩系所组成的多层系、多种类型圈闭，如潜山风化壳圈闭、断块山内幕圈闭、洞穴型灰岩圈闭等。潜山披覆构造带一般由若干潜山披覆构造所组成，它们范围大、隆起幅度大。自渐新世末期即处于油气运移指向，聚集油气后即形成以潜山披覆构造带为主体的复式油气聚集带。一些大型的潜山披覆构造带，例如桩西—孤东下第三系潜山披覆构造带，其范围可达600平方公里；迄今已发现4个油气田，其石油与天然气储量分别占该带总储量的21.1%与11.3%。统计数字表明，全区有41.6%的石油地质储量及44%的天然气（不包括伴生气）储量分布在以潜山披覆构造带为主体的复式油气聚集带内。

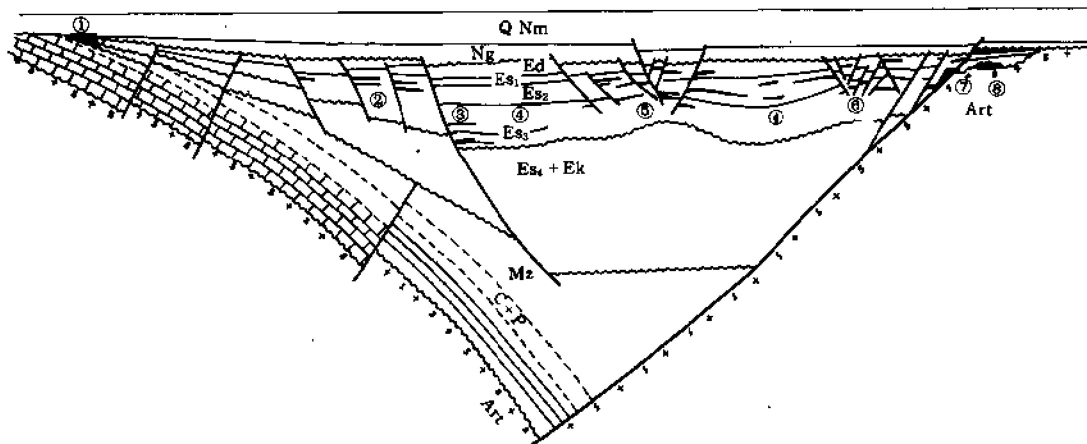


图1–9–15　东营凹陷各类油藏横向分布示意图

①地层不整合油藏；②断块油藏；③构造—岩性油藏；④岩性油藏；⑤塑性拱张背斜油藏；

⑥滚动背斜油藏；⑦构造—地层超覆油藏；⑧潜山残丘油藏

（三）以斜坡带为主体的复式油气聚集带

这种类型的复式油气聚集带的构造背景是斜坡，它们通常都位于各箕状断陷的南坡或北部边缘，在箕状断陷发育过程中，通常处于古高今也高的区域背景；由于湖盆发育过程中南斜坡或湖盆北部边缘沉积间断多，易于形成地层圈闭（斜坡带的圈闭一般是以地层超覆与地层不整合圈闭为主，亦包括部分古潜山残丘圈闭）。自渐新世末期（东营组沉积时期）迄今一直处于油气运移指向，主要形成多层系地层超覆及地层不整合油气藏，其次是潜山残丘油气藏。斜坡带距生油洼陷（油源区）较远，其原油性质一般呈现相对密度大，烷烃含量低，非烃含量高，沥青质含量亦较高的特点。例如，东营凹陷南斜坡金家油田金9井沙一段地层

不整合油藏，原油相对密度较大，族组分分析烷烃含量为43.32%、芳香烃为23.18%、非烃为27.63%，沥青质含量高达5.7%；而东营凹陷内部营3井沙三段原油的沥青质含量仅1.61%；近凹陷南斜坡边缘部位的纯34井沙四段原油，其沥青质含量为3.43%。统计数据表明，在以斜坡为主体的复式油气聚集带中找到的石油与天然气储量，分别占全区的5.3%与8%。

（四）以洼陷"向斜"为主体的复式油气聚集带

顾名思义，这种类型复式油气聚集带的构造背景，是箕状断陷内的次一级负向构造单元，位于凹陷内正向构造单元之间，通常都不存在局部构造。一般认为洼陷"向斜"仅是供油区。近年来在东营凹陷的牛庄向斜与沾化凹陷的桩西—孤北洼陷内，找到了由地层—岩性圈闭与复合圈闭形成的地层—岩性油藏，以及混合油藏，破除了洼陷或向斜内不能形成油田的传统概念后，对洼陷"向斜"才开始重视。

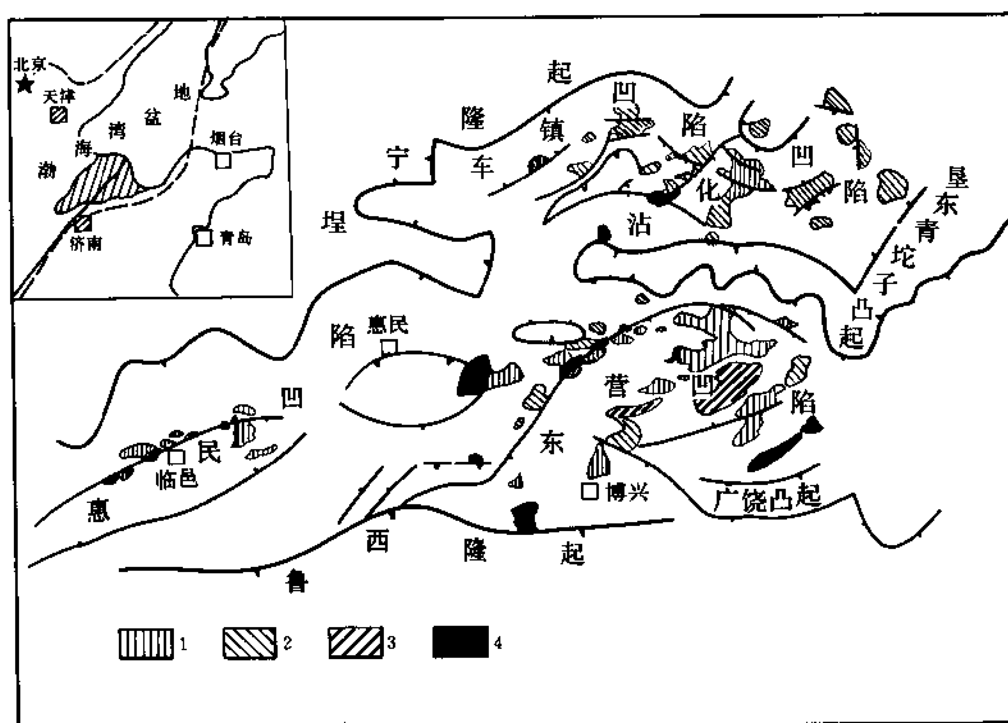


图1-9-16　济阳坳陷复式含油气区略图

1—第三系构造油气聚集带；2—潜山披覆构造油气聚集带；3—洼陷油气聚集带；4—斜坡油气聚集带

一般而言，在洼陷中要寻找三角洲相砂岩形成的构造油气藏是不可能的。但由于济阳坳陷，尤其是东营凹陷内，为沙二、三段进积型三角洲发育区，因而在一些处于有利地层岩相带的向斜内（如牛庄向斜），沙三中下部地层内也存在与三角洲沉积体系有关的各种类型透镜体砂岩或湖底扇，其生储配置方式属内生型的包裹型，易于形成地层—岩性油气藏与复合油气藏（见图1-9-10）。有些洼陷位于凹陷边缘部位，例如桩西—孤北洼陷，通常有近岸浊积扇分布，近岸浊积砂为暗色生油泥岩所包裹，形成地层—岩性圈闭，或者在远岸一侧尖

灭，在近岸一侧为断层遮挡形成复合圈闭。其生储配置关系亦为自生自储，形成沙三段中下部多层系地层—岩性与复合油藏。统计表明，以洼陷"向斜"为主体的复式油气聚集带所找到的石油与天然气储量，分别占全区的6.6%与25.1%。

迄今为止，上述四种类型的复式油气聚集带，它们的石油与天然气储量分别占总储量的97.8%与94.7%。可以预言，随着勘探技术的提高，在一些处于有利地层岩相带的向斜，及一些勘探程度还较低的第三系构造带以及斜坡（带），将会继续发现一系列新的油气田；使各个复式油气聚集带之间不同层系、不同类型的油气藏纵、横向上基本叠加连片。

综上所述，复式油气聚集带已不再囿于凹陷内各种类型的正向构造单元，洼陷"向斜"、尤其是处于有利地层岩相带的向斜"洼陷"内，也具有众多的地层—岩性圈闭与复合圈闭，构成以洼陷"向斜"为主体的复式油气带。复式油气聚集带的理论已逾越了一般构造带（指正向构造带）整带含油的规律。迄今在济阳坳陷内，已不再以某一个构造带的某一层系的构造图，来圈定构造带的含油范围。济阳坳陷内，尤其是东部12500平方公里范围内的某些负向构造单元，亦已形成以洼陷"向斜"为主的复式油气聚集带。济阳坳陷东部不同类型的复式油气聚集带呈现了济阳复式含油气区或含油气坳陷的趋势。

三、控制复式油气聚集带类型的因素

就整个济阳坳陷油气聚集规律而言，可以认为油气藏主要分布在四种类型的复式油气聚集带内（图1–9–16），其它仅是一些零星分布的油气藏。但各箕状断陷的结构及发育程度不尽一致，其油气聚集亦各具特色。换言之，即在早第三纪箕状断陷发育程度最佳的东营凹陷，是以第三系构造带为主体的复式油气聚集带，其它类型为辅；而在箕状断陷发育程度较差、不开阔的、内部分割性强的沾化和车镇凹陷内，几乎绝大部分储量都分布于潜山披覆构造带。据此可以认为箕状断陷的发育程度及其结构，是控制复式油气聚集带类型的主导因素。

第十章 天 然 气

1964 年 4 月，永 21 井沙三段试油却获得日产 19 万立方米的工业天然气流，揭开了济阳坳陷天然气勘探、开发的序幕。20 多年来，天然气勘探经历了两个阶段。1966～1987 年为以油为主、油气兼探阶段；1988 年以后为油气并重，天然气专探和兼探相结合阶段。

至今，已有 2626 口井钻遇气层，已发现太古界、奥陶系、石炭系、二叠系、中生界、孔店组、沙四段、沙三段、沙二段、沙一段、东营组、馆陶组、明化镇组和第四系平原组等十四套含气层系，其中十一套层系获工业气流（表 1-10-1）。纵向上气层埋藏深度区间大，从 192.3～5163.4 米均有分布，但 88.47%的天然气地质储量主要分布于 1500 米以上的浅层内，平面上分布广泛，在济阳坳陷内的四个凹陷、四个凸起均有天然气藏分布，各种类型的二级构造带中也发现天然气藏，但探明储量的 72.88%集中分布在洼陷内部及与深洼陷毗邻的潜山披覆构造带上。

表 1-10-1 济阳坳陷天然气产层一览表

序号	层位	代表气藏	代表井				备注
			井号	井段 m	气嘴 (mm)	气产量 (m^3/d)	
1	明化镇组	孤岛	气中 0—17	874.2～887.2	4	18000	
2	馆陶组	孤岛	气中 7—8	1097.0～1107.5	4	21072	
3	东营组	玉皇庙	夏 8	1457.7～1464.0	7.2	96398	
4	沙一段	平方王	滨 4—9—4	1351.0～1352.0	6	43256	
5	沙二段	永安镇	永 55	1448.4～1453.4	7	100100	
6	沙三段	永安镇	永 21	1848.6～1860.2	3	20929	伴生凝析油
7	沙四段	平方王	滨 1	1460.3～1547.6	5	27000	解释油层试油产气
8	孔店组	昌 25	昌 25	871.9～882.0	5	21657	
9	中生界	义 132	义 132	3374.0～3387.0	6	46594	8 小时 30 分产油 34.7m^3
10	奥陶系	桩古 23	桩古 23	3897.0～3988.5	10	90483	裸眼
11	太古界	单 66	单 66	1076.0～1100.0	15	199100	裸眼

1987 年以后，在深层天然气勘探领域又取得了可喜的成果。如在勘探渤南地区的过程

中，于沙四段发现天然气显示并解释有气层。在义 115 井 5144～5163.4 米井段测试，获得日产 1560 立方米的低产气流，又在义 155 井 4696.3～4706.7 米井段发现上古生界二叠系上石盒子组中的气层，日产 14259 立方米的煤成气气流。

第一节　天然气成藏地质背景●

一、天然气生成条件

(一) 天然气判识标志、分类及类型●

济阳坳陷天然气的类型较多，就气层产状而言，有气层气、气顶气和水溶解气；就天然气的组分讲，有干气、湿气，还有甲烷—二氧化碳和纯二氧化碳气。

为了查明不同地区、不同层系、不同类型天然气的区别，研究其成因，追溯其来源，为天然气资源评价和有利勘探地区的选择提供依据，对济阳坳陷已发现的天然气的判识标志进行了研究，并按其成因类型进行了分类。

1. 天然气判识标志

(1) 二氧化碳气　主要分布在平方王、平南、阳信和高青地区，气体组分以高含二氧化碳（CO_2 占 64.5%～99.5%）为特征。CO_2 含量随烃类气混入量的不同而各异（表 1-10-2）。其 $\delta^{13}C_{CO_2}$ 值域为−5.2‰～−7.54‰。平方王地区奥陶系和高青地区西部馆陶组的二氧化碳气属无机成因，可能是下古生界的碳酸盐岩因岩浆侵入受热分解而析出的二氧化碳气，还可能有岩浆热液析出的二氧化碳气。平方王油田沙四段的二氧化碳气主要属无机成因，但碳同位素偏轻，其原因可能是有部分有机成因二氧化碳的混入。

表 1-10-2　济阳坳陷二氧化碳气性质对比表

井号	层位	井深 (m)	$\delta C^{13}_{CO_2}$ (‰)	$\delta^{13}C_1$ (‰)	天然气成分（体积百分数）							产状
					N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_4	C_4H_{10}	C_5H_{12}	
滨 4—9—5	Es_4	1510.4～1566.4	−7.54	−48.78	1.29	76.16	14.63	1.97	3.29	1.9	0.76	油溶气
滨试 3	Es_4	1512.8～1565.8	−6.80	−46.58	18.00	70.20	5.61	1.97	2.27	1.38	0.56	油溶气
滨 4—7—3	Es_4	1512.2～1567.9	−7.12	−49.46	2.94	76.72	14.30	2.37	2.19	1.05	0.44	油溶气
滨 4—3—72	Es_4	1513.0～1521.1	−7.07	−50.76	3.58	64.55	21.34	2.16	4.61	2.63	1.12	油溶气
滨 4—8—7	Es_4	1517.4～1558.0	−6.07	−50.12	4.60	78.39	10.22	1.87	2.66	1.67	0.59	油溶气
平气 4	Es_4	1524.4～1529.6	−5.20	−51.44	1.11	73.20	22.53	1.28	1.03	0.57		气层气
滨古 11	O	2229.0～2248.15	−5.90		0.30	97.32	1.31	0.34	0.37	0.35		气层气
高气 3	Ng	834.8～883.4	−4.41	−38.00	5.46	94.36	0.14	0.01	0.07			气层气
高 53	Ng	1420.3～1597.0				99.50	0.5					气层气
阳 2	O	2716.02～2760.81			0.06	98.59	1.35					气层气

●胜利石油管理局，1989年10月，济阳块断盆地天然气藏形成条件和分布规律。

●张林晔，1989年，济阳坳陷天然气判识标志。

表 1-10-3　济阳坳陷天然气判识标志汇总表

成因类型	C、H 同位素（‰）								2,4—二甲基戊烷/正己烷	2,3—二甲基丁烷/环戊烷	庚烷值	苯指数	干燥系数	
	$\delta^{13}C_1$	δD_1	$\delta^{13}C_2$	δD_2	$\delta^{13}C_3$	δD_3	$\delta^{13}C_4$	δD_4					$\frac{C_1}{C_2+C_3}$	$\frac{C_1}{C_1-C_5}$
生物—热成因混合气	−50～−55	−187～−200							0.2～0.4	0.5～3	0～10	0～3		1
细菌降解油型气	−38～−48	−171～−252	−20～−34	−111～−156	−13～−24	−68～−130	−14～−25	−77～−128	0.2～3.5	3～30	0～3	0～3	17～207	0.95～1
高成熟油型气	−38～−46	−156～−245	−27～−33	−132～−196	−23～−29	−99～−168	−26～−28	−96～−153	0.02～0.06	0.6～2.6	30～40	0～3	2～11	0.60～0.90
偏腐殖气	−35～−40	−155～−180	−21～−24	−100～−130	−19～−22	−111～−139	−20～−23	−106～−128	0～0.03	1～3	25～29	6～35	35～217	0.97～0.99
煤成气	−32	−172	−22	−127	−22	−113	−21	−118	0.07	1	12	35	24	0.95

(2) 烃类气体　为了研究济阳坳陷烃类天然气的成因类型，首先根据滨海地区实测资料，编制了二甲基环戊烷—正庚烷—甲环已烷相对百分含量三角图（图 1-10-1），发现不同类型源岩生成的轻烃比较有规律地分成三个区，Ⅰ区为Ⅰ型和Ⅱ$_1$型干酪根分布区，Ⅱ区为Ⅱ$_2$型干酪根分布区，Ⅲ区为Ⅲ型干酪根及煤分布区。在图 1-10-2 中，济阳坳陷不同地区、不同层位的天然气也有规律地分布呈三个区。

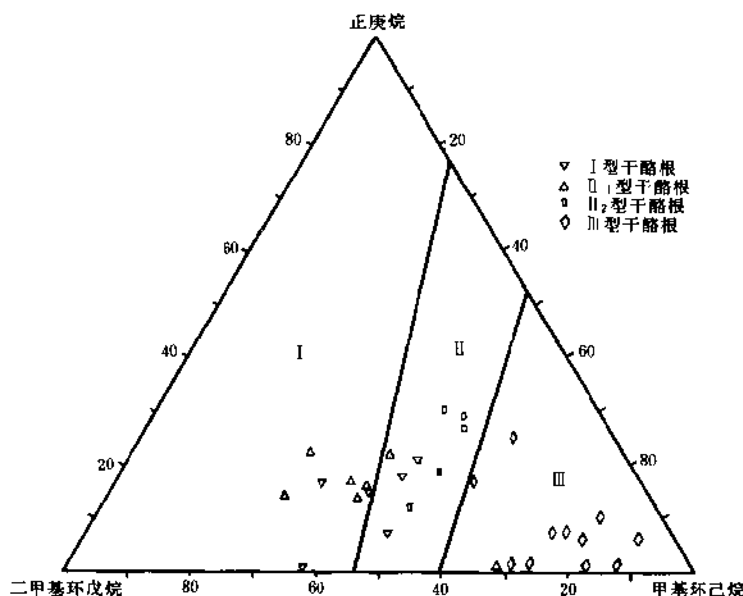


图 1-10-1　不同干酪根类型轻烃判别图

以此为基础，结合碳、氢同位素资料，利用国内外普遍采用的 $\delta^{13}C_1$—C_1/（C_2+C_3）关系图版，$\delta^{13}C_1$—$\delta^{13}C_2$—$\delta^{13}C_3$"V"字型图版●，甲烷及其同系物碳同位素组成系列对比图以及 $\delta^{13}C_1$—δD_1 图版等综合判断，结合地质背景分析，将济阳坳陷的烃类天然气划分为以下五种类型：

煤成气：以义 155 井为代表。

偏腐殖气：渤南地区沙四段天然气属于这种类型，虽然在有些图版上它落入煤成气范围，但根据其源岩干酪根分析属Ⅱ$_2$型，其轻烃、同位素分析也和煤成气有区别，是介于油型气和煤成气之间的另一种类型。义 132 井侏罗系天然气也表现了偏腐殖气的特征，但其成因与渤南地区沙四段天然气有区别。

高成熟油型气：济阳坳陷中层气和桩西潜山天然气都属此类型。

生物—热成因混合气：东辛、草桥、羊角沟等油田的浅层气属此类。

细菌降解油型气：孤东、孤岛、金家、埕东、单家寺等油田的浅层天然气属这一类。

上述各类天然气的判别标志见表 1-10-3。

(3) 天然气成熟度　利用天然气石蜡指数，庚烷值关系图（图 1-10-3），将济阳坳陷油型天然气成熟度分为低成熟、正常成熟、高成熟等三个级别。

●戴金星，1989年，我国天然气成因及地球化学特征研究。

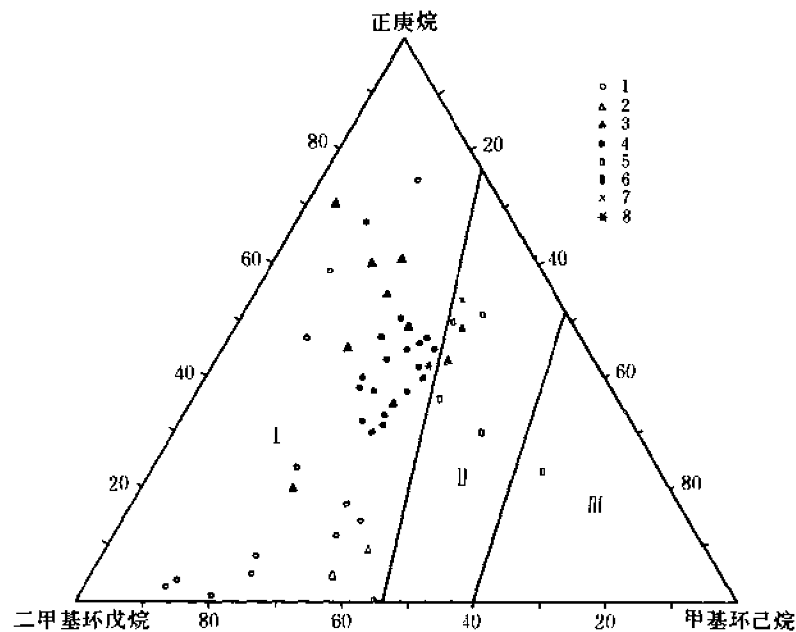


图 1-10-2　不同成因类型天然气轻烃组成三角图

1—孤东、孤岛、埕东、义和庄、胜坨、单家寺浅层；2—羊角沟、八百河；3—桩西潜山；4—沾化凹陷、东营凹陷沙河街组；5—渤南沙四段、昌潍孔店组，埕北 12 东营组；6—义 155　C—P；7—义 132J；8—广福坪 1 号四川过成熟气

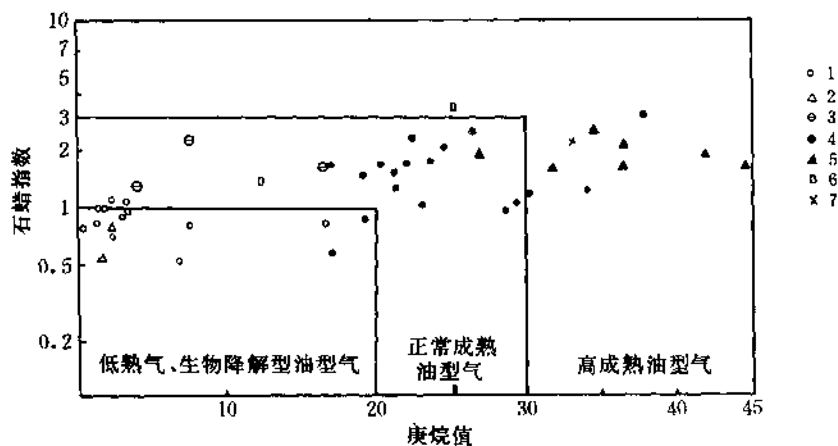


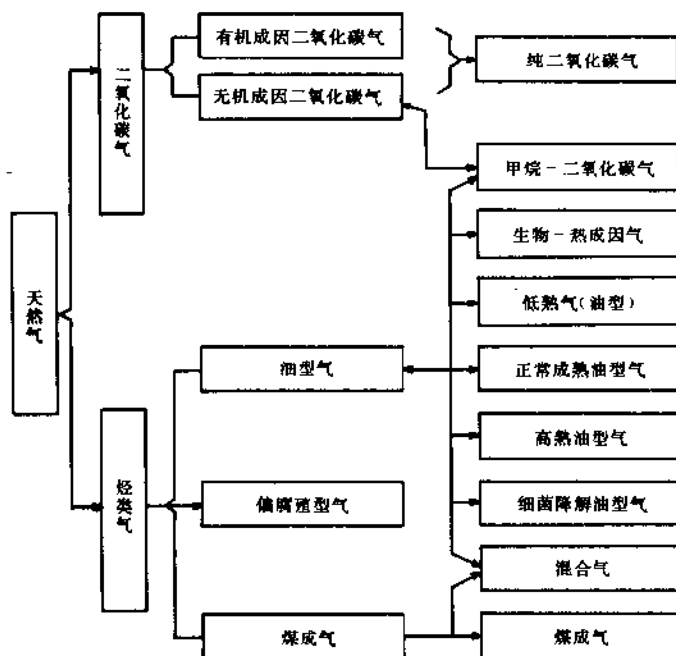
图 1-10-3　济阳坳陷油型气成熟度分类图

1—孤东、孤岛、埕东、单家寺、胜坨浅层；2—羊角沟、沧 1 井（黄骅）；3—八面河；4—东营凹陷、沾化凹陷沙河街组；5—桩西潜山；6—渤南沙四；7—义 132 井

2.天然气的成因类型

根据天然气组分和上述天然气成因及成熟度的判识标志,将济阳坳陷的天然气分类如表1-10-4。

表1-10-4 天然气成因分类表



(二) 气—岩对比和气源岩分类

1. 气—岩对比

目前气—岩对比的研究方法大致有两种：一是直接对比法，利用天然气和生气源岩吸附气烃的同位素、轻烃进行直接对比；二是间接对比法，先确定天然气本身的成熟度，然后根据其成熟度与R_o的关系推断出气源岩的埋深。

(1) 浅层气气源岩　浅层气指埋深小于1500米的馆陶组和明化镇组以及第四系的天然气。浅层气分布广泛，绝大部分遭受过细菌的降解，甲烷含量普遍大于95%以上，属干气。

据天然气—源岩对比的资料，馆陶组、明化镇组天然气的$\delta^{13}C_1$与沙三段源岩吸附气的$\delta^{13}C_1$有明显的亲缘关系，而与沙四段源岩吸附气的$\delta^{13}C_1$差异较大。如孤岛浅层气层的$\delta^{13}C_1$值为-41.30‰～45.6‰，油溶气的$\delta^{13}C_1$值为-40.78‰～42.42‰，与沙三段源岩吸附气的$\delta^{13}C_1$值(-47‰～-52‰)相近；而与沙四段泥岩吸附气的$\delta^{13}C_1$值(-33‰～35‰)相差较大，孤岛浅层天然气遭受过细菌降解，其$\delta^{13}C_1$偏重(2‰～5‰)，如果将这个值加以校正，则浅层气与沙三段源岩吸附气的$\delta^{13}C_1$值非常吻合。

(2) 中层气气源岩　中层气主要指埋深1500～4000米间，以沙河街组天然气为主的天然气，它们都属于油型气。中层气的$\delta^{13}C_1$为-46‰～-52‰。对沾化凹陷沙三—沙二段的15个源岩吸附气样品作甲烷碳同位素分析，其值域为-47‰～-52‰。东营凹陷沙三段两个源岩吸附气的甲烷碳同位素值为-49‰～-51‰。由此可见，中层气与沙三段—沙二段源岩

吸附气的甲烷碳同位素是一致的。渤南油田和东营凹陷北部中层气层气和油溶气的甲烷、乙烷、丙烷、丁烷碳同位素以及轻烃配对成分都有极好的相似性。根据气—源关系图，沙三段气源岩埋深为2200～4000米，这与源岩吸附气样品的深度及本区沙三段的埋深是一致的。源岩镜质体反射率（R_o）为0.48%～1.00%，其干酪根类型为Ⅰ—$Ⅱ_1$型，与本区生油岩的地球化学指标相当。因此，济阳坳陷中层天然气是在油气共生窗内形成的石油伴生气，其气源就是沙三段生油源岩。

(3) 深层气源岩　深层气主要是指产层埋深大于4000米的天然气。目前在济阳坳陷共发现了三种不同成因类型的天然气，其气源也来自三套不同的生气层系。

在桩西下古生界潜山所发现的高成熟油型气，大部分为油溶气，少部分为凝析气，其组份一般为46.5%～86.2%，$\delta^{13}C_1$为−38.2‰～−46.1‰。通过油源分析，认为油源主要为毗邻的五号桩洼陷沙三段暗色泥岩。因此，该区的天然气亦可能与原油一样来自于五号桩洼陷沙三段暗色泥岩。

在渤南洼陷发现的偏腐殖型气，据四个天然气样品的$\delta^{13}C_1$分析，其值域为−35.43‰～−37.4‰，而取自同一层位的六个源岩吸附气样品的$\delta^{13}C_1$值为−33.90‰～−35.22‰，二者极为一致。同时，从气—源关系图分析，根据天然气$\delta^{13}C_1$追溯的气源岩R_o应为0.8%～1.7%、埋深应在4000米以下，这与该洼陷中义115井沙四段5230米处暗色泥岩的实测R_o值为1.15%和该洼陷沙四段气源岩的实际埋深相吻合。另外，从图1−10−2看出，渤南洼陷沙四段天然气的轻烃组成反映为$Ⅱ_2$型干酪根生成的，也恰好与该洼陷义115井沙四段5188～5230米岩样鉴定结果（$Ⅱ_2$—Ⅲ型干酪根）一致。说明渤南洼陷沙四段的天然气来源于其本身。

另外，在孤西断裂带义155井的石炭—二叠系中获得了煤成气流，亦是济阳坳陷唯一见到煤成气流的井。天然气分析结果表明，其$\delta^{13}C_1$为−32.06‰，与毗邻下第三系洼陷的气源岩对比，比沙三段源岩吸附气的$\delta^{13}C_1$值（−33.9‰～−35.2‰）亦偏重。义155井天然气产层下伏地层为石炭—二叠系煤系地层，上覆中、下侏罗统含煤地层。据此可以认为，产自义155井二叠系的煤成气与这两套煤系地层有关。

(4) 气源岩分类　综上所述，尽管济阳坳陷的天然气类型较多，但其源岩较单一，可以归纳为三类。

其一为下第三系东营组、沙一段、沙三段的油型气源岩；其二为下第三系沙四段和孔二段偏腐殖型气源岩；其三为中、下侏罗统和石炭—二叠系煤系气源岩。

（三）油型气偏腐殖型气气源岩——下第三系

济阳坳陷下第三系为近海湖盆沉积，厚度近万米。生油、气岩系十分发育，厚1200～1900米，连续厚度可达500～1000米。

1. 沙三段

沙三段是区域性的主要生油、气层系。沙三段中部的深度通常为1500～3500米，深度适中，其R_o值一般为0.4%～0.7%，属成熟的油、气源岩，大部分处于生油、气高峰期的油、气共生窗内。东营凹陷的生气强度一般在1～30亿立方米／平方公里。惠民、沾化、车镇凹陷一般为1～15亿立方米／平方公里。可见沙三段虽然有机质丰度较高，有机质类型较好，但有机质成熟度不高，产烃率较低。

2. 沙四段

沙四段上部是深层气和偏腐殖天然气的重要气源层。沙四段厚100～900米，下部为红色砂、泥岩，无生气条件；上部为暗色泥岩，中夹石膏、盐岩和石灰岩，局部发育礁灰岩。

在靠近盆地陡翼的深洼陷中，陆源有机质丰富，保存较好，干酪根类型以Ⅱ$_2$型和Ⅲ型为主，可作为偏腐殖气的气源岩。其深度通常为1500～5000米，R_o值一般为0.3%～1.6%，属成熟的气源岩。沙四段生气强度，东营凹陷一般为1～60亿立方米／平方公里，惠民凹陷为1～5亿立方米／平方公里，沾化、车镇凹陷一般为1～20亿立方米／平方公里。最高生气强度在东营凹陷可达143.9亿立方米／平方公里。

3. 沙一段

沙一段是较好的生气层系。沙一段厚度较稳定，以灰、深灰色泥岩、油页岩为主夹石灰岩，以沾化和车镇凹陷的沙一段有机质最丰富。沙一段埋藏深度较浅，在东营凹陷内一般为1100～2500米；在惠民、沾化、车镇等凹陷内一般为1500～3200米。R_o值一般为0.3%～0.45%，最高达0.58%，属成熟气源岩。由于有机质成熟度低，其生气强度仅为1～5亿立方米／平方公里。

4. 东营组

东营组是局部地区的生气层。喜马拉雅运动东营幕使东营组顶部遭受剥蚀，地层保存不全。东营、惠民凹陷以砂岩为主，夹绿色和红色泥岩，生气条件较差，因此未进行生气测算。沾化、车镇凹陷以深湖相灰色泥岩为主，砂岩较少，暗色泥岩厚度大，有机质类型较好，以Ⅱ型为主。东营组埋藏深度一般为1600～2600米，其R_o值为0.39%～0.42%，最高也仅为0.45%（沾化凹陷），生气强度一般为1～7亿立方米／平方公里，最高为13.6亿立方米／平方公里。

5. 孔二段

孔二段是区域性潜在的深层气的重要气源岩，也是偏腐殖型天然气的气源岩。据东营、惠民凹陷东风1、东风10、林2、桩深1等井的揭示，证实孔二段为淡水湖泊—沼泽相泥岩、碳质泥岩夹砂岩、局部夹煤层。孔二段可能为一套重要的天然气源岩。

（四）煤成气气源岩——石炭—二叠系和中下侏罗统

石炭—二叠系和中下侏罗统的煤系地层是济阳坳陷产生前形成的两套气源岩。据统计，有223口井钻遇石炭—二叠系，99口井钻遇中下侏罗统煤系地层。这些井主要分布在凸起和凹陷边缘斜坡带。

坳陷内石炭系只保存中、上统，分布面积约为7400平方公里，主要分布在四个凹陷的主体部位及其南部斜坡带，凸起区几乎均被剥蚀，残留地层的层位和厚度不一，最大厚度367.5米（垦古7井）。该段地层中的煤层和碳质泥岩主要集中在上部，煤层累计厚度一般为8～20米，最大厚度为30.5米（垦古11井），但横向变化较大。暗色泥岩（含炭质泥岩）一般厚度为80～120米，最大厚度为208.5米。

二叠系分布面积6200平方公里，地层残余厚度最大在1000米左右，如义135井厚度883米，山西组未穿。但是有生气能力的地层厚度一般仅200米左右，最厚可达793米（未穿）。煤层累计厚度一般为5～10米，最厚为19米（孤古12井）。暗色泥岩（含炭质泥岩）一般厚度为60～90米，最大厚度为151.5米（高参1井）。

中、下侏罗统目前仅在沾化、车镇凹陷内钻遇，分布面积约2300平方公里。为一套陆相含煤建造，纵向上可分为两个正旋回。煤层和碳质泥岩主要分布在下旋回的上部，个别地区上旋回下部见煤线和薄层灰质泥岩。地层厚度一般为200～300米，最厚可达459米（桩古1井）。煤层累计厚度一般为5～10米，最厚16米（桩古11井）。暗色泥岩一般厚度为50～110米，最厚达278米（桩古9井）。

济阳坳陷石炭—二叠系和中、下侏罗统煤系的有机碳含量为50.48%～62.08%，大大高出最好气源岩的有机碳含量指标（2%～10%）。煤系地层中暗色泥岩的有机碳含量，石炭—二叠系平均为2.26%～2.33%，中、下侏罗统平均为0.92%，属于最好—较好气源岩之列。

东营、沾化、惠民凹陷之石炭—二叠系和中、下侏罗统均具有较高的R_0值（一般均大于0.8%），说明有机质演化程度较高。东营和沾化凹陷还有一些R_0值高达4%的异常值。据对济阳坳陷不同类型干酪根的热模拟试验研究，Ⅲ型干酪根演变到R_0值为4.0%时，折算每吨残余有机碳可生成气态烃507立方米，说明济阳坳陷煤系地层中的有机质具有较高的生气能力。经测算石炭—二叠系生气强度最大可大于100亿立方米／平方公里；中、下侏罗统的生气强度最大为30亿立方米／平方公里，一般在5～15亿立方米／平方公里。

二、储集层条件

已发现的天然气藏储集层岩性，分为四大类，即砂岩、生物灰岩、火山岩及花岗片麻岩。

从济阳坳陷已探明的天然气储量构成来看，其储集类型主要为砂岩孔隙型及生物灰岩孔隙型。砂岩孔隙型储集层的储量又集中在浅层的明化镇及馆陶组中。在孔洞—裂缝型储集层中尚未发现工业性气田。

1. 浅层天然气的良好储集层

明化镇组、馆陶组河流相砂岩是浅层天然气的良好储集层。

（1）馆陶组砂岩　沉降中心和沉积中心都在沾化凹陷东北部，地层厚度达1000米以上。馆下段以河流冲积、加积为主，单层厚度可达100米，形成了遍布于济阳坳陷的块状砂岩；馆上段以曲流河道、辫状河道的边滩、心滩砂体为主，砂岩呈透镜状，是馆上段天然气的主要储集层。在平面上，馆陶组砂岩可分为三个区。

砂岩夹泥岩区：主要分布在桩西—埕子口凸起—庆云凸起—阳信—乐陵一带及东部的青坨子凸起，多为含砾砂岩，单层厚度大，砂岩占地层厚度50%以上，砂岩叠合厚度在380米以上，最厚达450米左右。

沙、泥岩互层区：主要分布在沾化凹陷—义和庄凸起—东营凹陷西部—惠民凹陷一带，砂岩以细—中砂岩为主，单层厚度10～20米，砂岩占地层厚度的30%～50%，砂岩叠合厚度为150～350米。

泥岩夹砂岩区：主要分布在陈家庄凸起和东营凹陷中—南部及惠民凹陷南部，砂岩单层厚度5～10米，砂岩占地层厚度30%以下，砂岩叠合厚度小于150米。

（2）明化镇组砂岩　是济阳坳陷浅层气的主要储集层位。地层沉积中心和沉降中心有两个，一个是五号桩地区，一个是惠民凹陷西部地区，地层厚度都在1100米以上。砂岩分布广泛，但砂岩叠合厚度小于馆陶组。在平面上其岩性可分为三个区。

砂岩夹泥岩区：主要分布在埕子口凸起—庆云凸起—惠民凹陷西部一带。岩性为中—粗砂岩与泥岩呈不等厚互层。砂岩单层厚度10～20米，占地层厚度23%以上，砂岩叠合厚度220～260米。砂、泥岩互层区：主要分布在沾化凹陷—东营凹陷西部—惠民凹陷东部一带。岩性以细—中砂岩为主，与泥岩略呈等厚互层。砂岩单层厚度5～10米，占地层厚度23%～15%，砂岩叠合厚度100～220米。

泥岩夹砂岩区：主要分布在孤东—孤岛—陈家庄凸起—东营凹陷中、南部一带，岩性以泥岩为主，夹薄层粉—细砂岩，单层厚度一般小于5米。砂岩占地层厚度15%以下，砂岩

叠合厚度小于 100 米。

(3) 储集层的微观特征　砂岩呈大孔喉半径。泥质含量一般为 1%～5%，平均为 2%。孔隙度 20%～40%，平均为 33%；渗透率一般为 214×10^{-3}～17673×10^{-3} 二次方微米；颗粒间为接触式胶结，孔隙类型为粒间孔。

2. 中层天然气的重要储集层

沙一段、沙四段生物碎屑灰岩、礁灰岩是中层天然气的重要储集层。

(1) 生物碎屑灰岩的基本特征　生物碎屑灰岩在济阳坳陷下第三系的沙一段、沙四段分布广泛，以 1988 年发现的花 4 井区粒屑灰岩规模最大。花 4 井位于东营凹陷高青断裂处，1988 年于该井沙一段 1307～1310 米井段粒屑灰岩试气，10 毫米气嘴，日产天然气 40174 立方米。该井粒屑灰岩厚达 43 米，其成分主要为表螺、真螺、螺化石及其他生物碎片，陆源碎屑的石英、长石、喷发岩屑只占 1%～30%，这些不同的沉积组分混杂在一块，构成了粒屑滩，成为天然气的良好储集层。勘探证实，粒屑滩灰岩体最厚达 60 米以上（花 8 井），在平面上构成长 5 公里、宽 1.2 公里的狭长粒屑灰岩带，见图 1-10-4。

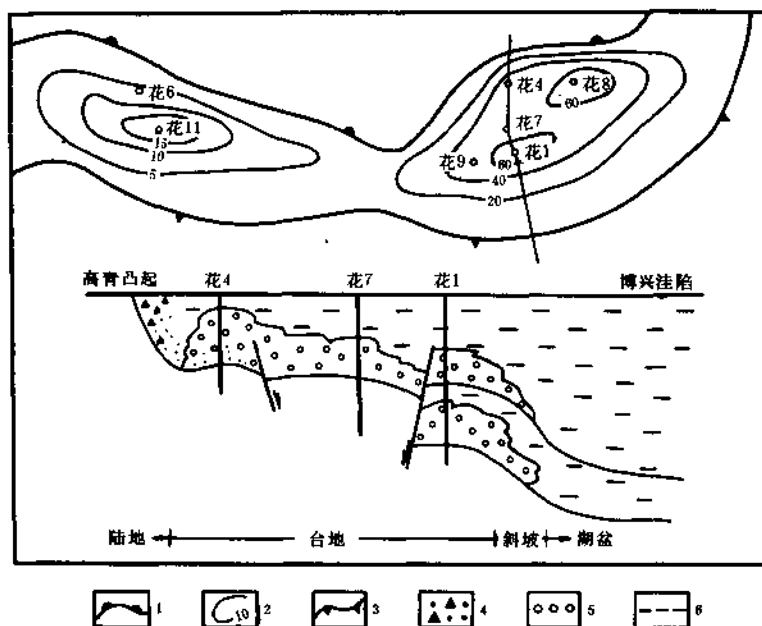


图 1-10-4　东营凹陷花沟地区粒屑灰岩分布平面（A）、剖面示意（B）图

1—地层分布线；2—粒屑等值线；3—粒屑尖灭线；4—陆源碎屑物；5—生物粒屑；6—泥岩

目前，济阳坳陷已发现了永安镇—东辛地区、临 12 井区、花 4 井区粒屑滩灰岩，垦利粒屑灰岩堤，义南湾口坝灰岩，孤西地区连岛坝式粒屑灰岩，孤北地区沙咀式粒屑灰岩等多种粒屑灰岩体。

(2) 生物礁灰岩基本特征　济阳坳陷内已发现的比较典型的生物礁灰岩是东营凹陷平方王礁灰岩，面积约 100 平方公里（见第五章）。

(3) 生物碎屑灰岩和礁灰岩的分布特点　从湖盆古地理位置看，粒屑灰岩、礁灰岩主要发育在：①构造台地边缘，这是粒屑—礁灰岩主要发育区，如平方王台地和花沟、义南、孤

西、垦西等构造台地；②水下隆起，如王家岗、惠民中央隆起带等；③湖盆缓坡带，如东营凹陷南坡、义北、临南、罗家等地带。上述古地形，在沙一、沙四段沉积时期，都有不同规模的生物碎屑灰岩发育。

(4) 储集层分类　根据粒屑灰岩、礁灰岩的储集性能及孔隙特征、中层天然气储集层可分为四类。

均匀孔隙型：主要由疏松的生物碎屑灰岩、鲕粒灰岩、藻云岩等组成。岩石胶结差，粒间孔、溶孔、支架间孔分布均匀，连通性好；孔隙度为30%～41.9%，渗透率大于1000×10^{-3}二次方微米，最大可达4530×10^{-3}二次方微米。

孤立孔隙型：主要由生物碎屑灰岩、鲕粒灰云岩等组成。岩石胶结较松，溶蚀孔、体腔孔发育，但大都被亮晶方解石所分隔，孔隙连通性差，出现孔隙度高、渗透性差的异常现象；总孔隙度20%～40%，渗透率小于20×10^{-3}二次方微米。

微孔隙型：主要是被亮晶方解石、白云石强胶结的生物灰岩，其粒间孔、溶孔等几乎被方解石等填满孔隙度一般小于10%，渗透率小于1×10^{-3}二次方微米。

裂缝型：主要由生物碎屑灰岩组成，溶孔、粒间孔不发育，但岩石有不均匀分布的裂缝，使孔隙度、渗透率明显变大。如滨297井1260.3米生物灰岩，孔隙度为18.8%，渗透率为8830×10^{-3}二次方微米。

(5) 影响储集层性能的因素　沉积相带控制原生孔隙的好坏、古地理位置影响灰岩体的厚度和面积的大小、成岩后期变化影响生物碎屑灰岩储集性能的优劣等。

三、盖层条件

济阳坳陷内有明化镇组、沙河街组一段、三段、四段等多套盖层，其中明化镇组的厚层泥岩是浅层天然气的良好区域性盖层。

目前已探明的气层气天然气储量，明化镇组盖层所封闭的浅层天然气储量占60.9%，沙一、沙三段盖层所封闭的中层天然气储量占39.1%，沙四段盖层以下的深层中尚未发现工业气藏。

1. 盖层的区域分布

(1) 沙四段盖层　沙四段沉积末期，气候干热，湖盆分割性强，凸起上没有接受沉积，凹陷中沉积了一套以各种扇体为主的砂砾岩及盐膏岩、灰质泥岩等陆源一化学沉积物，其埋藏深度大于3000米。泥岩之粘土矿物成分主要为伊利石和蒙伊混层矿物。在平面分布上，洼陷中心部位主要为盐膏岩、膏泥岩分布区。但连续性较差，向斜坡带渐变为灰质泥岩和泥岩。盐膏、盐岩单层厚度较小，一般3～5米，且多与灰质泥岩及砂岩呈不等厚互层。因此，沙四段的盐膏岩及灰质泥岩所组成的盖层，只能做为洼陷深部的局部性天然气盖层。

(2) 沙三段盖层　沙三段沉积时期，济阳坳陷处于湖盆发育的断坳期。沙三—沙二段沉积初期，气候湿热，湖盆水域较沙四段沉积时期的大；沙三段中、下部主要沉积了一套深湖相灰色泥岩和油页岩夹浊积砂体，泥岩叠合厚度在300米左右，最大叠合厚度在900米以上(东营地区)，埋藏深度大于2000米。粘土矿物成分以蒙伊混层矿物为主。在平面上，泥岩遍布整个凹陷区，分布稳定，连续性好，面积达2万平方公里以上。整个沙三段砂岩占地层厚度的25%以下，而且主要集中在沙三上，做为天然气盖层的沙三中、下部，砂岩含量很少。因此，沙三段泥岩是良好的中层气盖层。

(3) 沙一段盖层　沙一段沉积时期，济阳坳陷仍处于湖盆发育的断坳期。沙一段—东营组沉积初期，气候湿热，水域较沙三段沉积时期进一步扩大。沙一段主要沉积了一套半深湖

相的灰色泥岩，在湖盆边缘的斜坡、台地和水下隆起等地带，沉积了沙坝、生物粒屑灰岩滩等陆源—生物化学沉积物。泥岩较纯，粘土矿物以蒙伊混层矿物为主，但其含量较沙三段低。在平面上，同沙三段一样，泥岩遍布于整个凹陷区，分布稳定，连续性好，分布面积达2.3万平方公里以上，砂岩含量少，仅占地层厚度20%左右。

(4) 明化镇组盖层　明化镇组沉积时期，济阳坳陷处于湖盆发育的坳陷期。此时，济阳坳陷凹凸相间的格局已经消失，明化镇组广泛分布；主要沉积了一套河流泛滥平原相的泥岩、含砂泥岩及砂岩的陆源沉积物。泥岩的粘土矿物成分以蒙皂石为主，少见蒙伊混层矿物，岩石呈塑性。在平面上，泥岩覆盖范围超出济阳坳陷区，可以遍布于华北—渤海湾地区。泥岩叠合厚度一般为400米左右，最厚达600米以上。砂岩占地层总厚度的23%以下。因此，明化镇组泥岩是浅层气的区域性盖层。

2. 盖层的分类

济阳坳陷的天然气盖层有三种类型。沙四段的盐膏岩—灰质泥岩为不均质的混合成因的局部性盖层。沙三段、沙一段的灰色泥岩为厚层均质的陆源成因的地区性盖层。明化镇组的红—绿—浅灰色泥岩为均质的陆源成因区域性盖层。

3. 对济阳坳陷浅、中层天然层盖层的定量评价

(1) 参数的选定

1) 盖层的突破压力 (p_A) 与储集层的剩余压力 (Δp_t)。Δp_t 指天然气储集层原始地层压力克服静水柱压力后的剩余压力。

天然气盖层评价主要条件是构成封闭面的岩石组合所具有的最低突破压力 p_A 要大于油气藏中气层的剩余压力 Δp_t，即 $p_A > \Delta p_t$ 才可以做为该气层的盖层.

2)中值半径 (r_m)、微孔半径小于500Å的分布面积百分比 (S_c)。盖层孔隙半径小于500Å时，可以做为油气盖层。r_m、S_c 及微孔半径分布类型这一组指标都与盖层孔隙半径有关。

3) 气柱高度 (H_G) 及遮盖系数 (K_f)。H_G、K_f 的数值越大，其封盖性能越好，因此，也是定量评价某个气藏的重要参数。

4) 岩性及粘土矿物的主要成分。不同粘土矿物所组成的泥岩具有不同的塑性或刚性，因此，对天然气的封盖性能也有差异。这两项指标可做为盖层评价的辅助性参数。

(2) 浅层天然气盖层的评价

1) 据孤岛浅气藏105个井层实测压力统计，气层剩余压力 $\Delta p_t > 0$ 的井层共49个，其中 Δp_t 为 $(0\sim5)\times10^5$ 帕的井占96%，$\Delta p_t > 5\times10^5$ 帕的只有两口井。孤岛浅气藏 Nm^7、Nm^9 泥岩的 p_A 最小值为 6.9×10^5 帕，而气层的 Δp_t 基本上都小于 6.18×10^5 帕，即使剩余压力最大的孤中13—18井的 Δp_t (12.54×10^5 帕) 也小于 Nm^7、Nm^9 泥岩 p_A 的最高值 $(13\sim25.1)\times10^5$ 帕。

济阳坳陷其他浅气层 ($Nm—Ng^{1+2}$) 的实测 Δp_t 值都小于 6.91×10^5 帕。营22、营26及明6井的明化镇组做过5块样品分析，其 p_A 值为 $(14\sim20.8)\times10^5$ 帕。借用这3口井及孤岛地区盖层分析资料来看，都存在 $p_A > \Delta p_t$ 的关系。

2) 就中值半径 (r_m)、微孔半径含量 (S_c) 来看，孤岛浅气藏盖层—Nm^7、Nm^9 的 r_m 值分布均匀 (226～366Å)，都小于500Å；S_c 为73.3%～94%，小孔隙占的比例很大，说明 Nm^7、Nm^9 泥岩盖层性能最好。东营地区营22、营26及明6井的明化镇泥岩的 r_m 值为127～260Å，S_c 含量为71.3%～94%，可见东营地区明化镇组泥岩盖层的封盖性能与孤岛

地区的 Nm^7、Nm^9 泥岩是一致的。

3）孤岛地区 Nm^7、Nm^9 泥岩的 H_G 大而稳定，K_f 值大于 50%，而其他各层，或是 H_G 偏低、K_f 值偏小，或是 H_G、K_f 值分布不稳定，因此，都不如 Nm^7、Nm^9 泥岩的封盖性能好。

4）济阳坳陷明化镇组泥岩主要为泛滥平原相沉积。据取芯资料，Nm^7、Nm^9 主要为质较纯的红色—灰绿色—浅灰色泥岩，而 Nm^5、Nm^6、Nm^8、Ng^{1+2} 的泥岩以含细粉砂为主，因此，Nm^7、Nm^9 泥岩的 p_A、r_m 等各项指标均好于其他各层。粘土矿物成分对于泥岩封盖性能的影响也是明显的。Nm—Ng^{1+2} 泥岩 X 衍射分析，蒙皂石含量大于 40%，最高可达 89%，基本上不含蒙伊混层矿物，因此，其塑性极强，增强了封盖性能。

上述各项参数都从不同角度证明：明化镇组泥岩是济阳坳陷浅层天然气藏良好的区域性盖层，其中以 Nm^7、Nm^9 泥岩质量最好。由于它的遮盖作用，形成了以 Nm^7 组以下和 Ng^{1+2} 为主、广泛分布的浅层天然气藏。

5）济阳坳陷浅层天然气的盖层效应。以天然气储量最丰富、开采时间较长、资料最丰富的孤岛浅气藏为重点进行分析。孤岛浅气藏是 1968 年钻探渤 2 井时发现的。1976 年 6 月陆续投人开发，主要盖层是 Nm^7 和 Nm^9 组泥岩。天然气探明储量的分布状况、天然气组分的变化以及气层剩余压力的分布等参数都表明：以 Nm^7 组为界，其上、下气层有明显的差异（表 1-10-5）。Nm^7 组以上天然气储量小，气体组分中重烃含量极少，气层剩余压力低，Nm^7—Ng^{1+2} 组天然气储量大，气体组分中，重烃含量相对较多，气层剩余压力也较高。这充分反映了 Nm^7 泥岩的盖层效应。

表 1-10-5 孤岛浅气藏盖层效应参数表

参数		Nm^7 以上	Nm^7 以下
储量上升趋势（%）		3.2～6.4	10.5～23.2
占总储量百分比（%）		28.0	72.0
$\Delta p_t>0$ 的层数（层）		14	35
占 $\Delta p_t>0$ 总层数百分比（%）		28.5	71.5
Δp_t（10^5 帕）	一般值	0.5～1.8	2.0～4.0
	最大值	3.06	12.54
CH_4 百分含量（%）		>98	<97
重烃百分含量（%）		<1	>1

(3) 中层天然气盖层的评价　济阳坳陷沙一、沙三段盖层以下的中层天然气探明储量中，以平方王气藏的储量居首位，占中层天然气总储量的 66.6%。因此，以平方王气藏为例进行中层天然气盖层的评价。

平方王气田是 1968 年钻探滨 1 井时发现的，1970 年正式投人开发。从表 1-10-6 看，无论是沙一段、还是沙三段泥岩，其突破压力 p_A 都大于沙一段或沙三段气层的剩余压力 Δp_t，都可作为盖层。表 1-10-6 中的数据表明，沙一段泥岩的 r_m 分布范围窄、数值小，而沙三段泥岩 r_m 分布范围略宽、数值略大，但它们都小于 500Å，都可以做为天然气盖层。

从500Å孔隙半径分布含量 S_c 看，沙一段、沙三段泥岩的 S_c 基本上大于60%，而沙一段的 S_c 较沙三段还要集中。

表 1-10-6 平方王气藏盖层评价参数表

参 数	Es_1		Es_3		盖层效应 (S_1/S_3)
	区 间 值	平 均 值	区 间 值	平 均 值	
p_A (10^5帕)	114～(11.7)	(62.9)	10～14	12	5.24
Δp_t (10^5帕)	33.2～(17.27)	(25.3)	2～8.97	5.5	4.64
r_m (Å)	28～(71)	(49.5)	254～466	355.5	0.14
S_c (%)	96.5～(87.9)	(92.2)	83.8～58.0	71.1	
H_G (m)	1017～(104)	(560.5)	86～129	107.5	5.20
K_f (%)	691.8～(70.7)	(381.3)	87.8～(58.5)	(73.2)	(5.21)

注：表中（ ）内的数字为面2井样品，因本井靠近断层，数据仅供参考。

表1-10-6的数据还表明；沙一段、沙三段泥岩的 H_G 比较高，K_f 值基本上都大于80%。这说明沙一段、沙三段泥岩封盖性能好。平方王气藏含气饱和度为80%，也证实了这一结论的正确。

济阳坳陷沙一段、沙三段泥岩主要为灰色泥岩、质纯、含砂量少，属于均质泥岩盖层。沙一、沙三段泥岩X衍射分析，粘土矿物成分主要为蒙伊混层矿物，只八面河地区为蒙皂石。蒙伊混层矿物中的蒙皂石含量大于30%，最高达81%，因此，岩石的塑性较强。

根据上述指标综合分析认为，平方王地区沙一段、沙三段泥岩都是天然气的良好盖层，而沙一段泥岩的盖层性能比沙三段泥岩优越。

从表1-10-6还可以看出：沙一段泥岩的 p_A、K_f、H_G 均比沙三段泥岩相应指标大5倍左右；而 r_m 仅为沙三段泥岩的七分之一。与此相应，沙一段气藏的剩余压力为沙四段气藏的4.6倍。这组有规律的数值关系有力地证明，沙一段泥岩的盖层效应远大于沙三段泥岩。

平方王沙四段气藏的天然气类型为甲烷—二氧化碳气，二氧化碳含量达70%左右；沙一段气藏的天然气类型主要为烃类气，二氧化碳含量仅14%左右。这种同一构造上不同层位的圈闭中天然气组分存在的巨大差异，说明沙三段泥岩盖层的效应不及沙一段泥岩。

以孤岛地区为代表的明化镇组盖层和以平方王地区为代表的沙一段及沙三段盖层，p_A、r_m、S_c、H_G、K_f 等项参数都有较大的差别。前者的 r_m 明显大于后者，而 p_A、S_c、H_G、K_f 又都小于后者。这种差异必然影响盖层的效应。反映在含气饱和度上则表现为：沙河街组天然气藏的含气饱和度（70%～80%）明显高于浅层天然气藏的含气饱和度(55%～65%)。

4. 济阳坳陷天然气盖层的分级

以上、下第三系30块泥岩样品的高压压汞—吸附法分析资料为主，结合在浅、中层天然气藏的勘探开发过程上所取得的大量静态和动态资料，经过综合分析，以八项指标

(p_A、r_m、S_c、H_G、K_f、微孔半径分布类型、粘土矿物主要成分、岩性及其它）做为济阳坳陷中、浅层天然气盖层的分级标准，将济阳坳陷浅、中层天然气盖层分为三级。其中一、二级均可做为良好的区域性天然气盖层，如 Nm^7、Nm^9、Es_1、Es_3 的泥岩；三级盖层影响因素复杂，其封盖性能不稳定，但如果天然气储集层的剩余压力 Δp_t 较低（即浅层天然气藏中 $\Delta p_t<0$ 的气层），也可以起到封盖作用。三级盖层封闭的气层，储量丰度和弹性产率很低，稳产时间短，所以三级盖层只能做为局部地区某个气层的直接盖层。

四、生、储、盖组合

根据对天然气生、储、盖层的分析，结合济阳坳陷的发育史及沉积特点，将济阳坳陷天然气的生、储、盖组合分为四种类型、七套组合。

1. 四种类型

(1) 自生自储自盖型　石炭系、侏罗系、沙四段、沙三段、沙一段都有此种组合类型。如渤南油田沙三段气藏，是以沙三段暗色泥岩为气源岩，沙三段浊积砂岩为储集层，砂岩周围的泥岩为盖层。

(2) 上生下储上盖型　在沙四段、沙三段、沙一段及中生代地层中，都有此种组合类型。如平方王油气田的沙四段气藏，是以沙三段暗色泥岩为气源岩，沙四段生物礁灰岩为储集层，沙三段泥岩为盖层。

(3) 下生上储上盖型　这种类型是济阳坳陷天然气主要的生、储、盖组合类型，特别是浅层气藏，如孤岛、孤东、埕东、草桥、陈家庄等浅层气藏，都属此种类型。它们是以沙河街组暗色泥岩为主要气源岩，馆上段及明化镇组河流相砂岩为储集层，明化镇组及馆陶组顶部的泥岩为盖层。

(4) 自生自储上盖侧堵型　石炭系、二叠系、侏罗系中此种类型较多见。如义 155 井气藏，是以石炭系煤系地层为主要气源岩，本层的砂岩为储集层，本层的泥质岩及通过断层接触的侧上方沙三段泥岩为盖层。

2. 七套组合

从纵向上看，济阳坳陷有石炭—二叠系、侏罗系、孔店组、沙四段、沙三段、沙一段为主的六套气源岩，它们与相应的储、盖层组成七套生、储、盖组合。

(1) 石炭—二叠系以自生自储自盖侧堵为主的生、储、盖组合。

(2) 侏罗系以自生自储自盖侧堵为主的生、储、盖组合。

上述两套组合均以煤系地层为气源岩，本层发育的砂岩为储集层，泥质岩、致密砂岩及通过断层接触的其他地层层段的泥岩为盖层。

(3) 孔二—孔一段下生上储上盖的生、储、盖组合。孔二段的偏腐殖型干酪根泥岩为其气源岩，孔一段砂岩和泥岩为其储集层和盖层。

(4) 沙四—沙三段自生自储上盖的生、储、盖组合。沙四段泥岩为其气源岩，本层砂岩为储集层，沙三下（或沙四上）泥岩为盖层。

(5) 沙三、沙二—沙一下自生上储上盖的生、储、盖组合。沙三段中下部暗色泥岩为其气源岩，沙三上及沙二段砂岩为储集层，沙一段泥岩为盖层。

(6) 沙一段—东营组下生上储上盖或自生自储自盖的生、储、盖组合。其气源岩为沙一段暗色泥岩，储集层为沙一段生物碎屑灰岩或东营组砂岩，盖层为沙一段或东营组泥岩。

(7) 沙河街组—馆陶组、明化镇组下生上储上盖组合。沙河街组暗色泥岩为其气源岩，馆上段、明化镇组的河流相砂岩为储集层，明化镇组和馆陶组顶部的泥岩为盖层。

五、圈闭条件

济阳坳陷与油有关的圈闭数量较多，而与天然气有关的圈闭只占含油圈闭的一小部分。在本区已发现和可能存在的天然气圈闭类型有四大类八个亚类（表1-10-7）。

表1-10-7　济阳坳陷天然气藏圈闭分类表

大类	亚类	小类	代表圈闭
构造	背斜圈闭 断块圈闭	岩浆岩岩盘顶部的背斜圈闭 断块圈闭	玉皇庙北 永安镇、八面河
岩性	砂岩岩性圈闭	披覆构造背斜、构造上的岩性圈闭，深洼（凹）陷中的岩性圈闭	孤岛、孤东、埕东、陈家庄、滨县、青城、胜坨及花沟、渤南洼陷义115
地层	地层不整合圈闭 潜山圈闭	不整合面下的圈闭 不整合面上的圈闭 （超覆地层圈闭） 太古界花岗片麻岩潜山圈闭 下古生界碳酸盐岩潜山圈闭上古生界与中生界碎屑岩断块潜山圈闭	金家、草2井 义东义4315 郑29、单66 桩西、平方王 义132、义155
混合型	以背斜（鼻状构造）为主的混合性圈闭 构造—岩性或岩性—构造圈闭 构造—地层圈闭	断—鼻圈闭 断层—背斜圈闭 岩性—背斜圈闭 地层—背斜圈闭 构造—岩性圈闭 岩性—构造圈闭 构造—地层圈闭	商河、永安镇 胜坨一区 桩11、花4 平方王 孤岛、盐家 孤岛、盐家 临邑

1. 构造圈闭

（1）背斜圈闭　区内属于背斜圈闭的天然气藏极少，已发现的背斜圈闭均属以背斜为主的混合性圈闭。在惠民凹陷西部，因下第三系岩浆岩侵入和喷发形成的岩盘、岩饼在浅层形成小型背斜圈闭。如商河西、魏家集和玉皇庙北等圈闭。此类圈闭所拥有的天然气储量在已探明天然气储量中占28.16%。

（2）断块圈闭　凹陷边缘和中央背斜带的背斜构造、鼻状构造和平斜构造，被断层切割成众多的小断块，每个断块具有各自的油气水系统，自成体系形成断块圈闭。如东辛、永安镇和八面河构造中的断块圈闭。此类断块圈闭是济阳坳陷内中层天然气的主要圈闭类型，它们的储量在已探明天然气储量中占14.64%。

2. 岩性圈闭

本文所述岩性圈闭以砂岩圈闭为主。

披覆构造及其它构造背景上的岩性圈闭　上第三系馆陶组和明化镇组中发育的以披覆构造和其他类型构造为背景的岩性圈闭，是浅层天然气的主要圈闭类型。如孤岛、孤东、埕东、陈家庄、滨县和青坡凸起以及胜坨、花沟、草桥地区均有此类圈闭分布，在已探明天然气储量中占54.54%（还包括构造—岩性圈闭）。

深洼陷中的岩性圈闭　深洼陷中，由于沙四段泥岩所夹持的透镜状砂体，因岩性变化而形成大量的岩性圈闭。这类岩性圈闭与浅层岩性圈闭的不同点在于它们形成和分布在负向构造单元之中，受多种砂体分布控制，与正向构造背景无关，也常受断层切割而形成构造—岩性圈闭。

3. 地层圈闭

(1) 地层不整合圈闭　又分为两种：不整合面下的圈闭，即在不整合面下部发育储集层，其上为不渗透泥岩所覆盖，如金家油气田的通59井气顶油气藏；不整合面上的圈闭，即在不整合面上发育砂岩储集层，形成超覆地层圈闭，如义东油气田义气4−3−17气藏。

(2) 潜山圈闭　在洼陷边缘存在多种类型的潜山圈闭。如太古界花岗片麻岩潜山圈闭、花岗片麻岩经过长期风化剥蚀形成储集层，沙河街组或明化镇组不渗透泥岩作盖层形成潜山圈闭，单66井圈闭、郑29井圈闭即属此类，下古生界碳酸盐岩潜山圈闭，是由下古生界碳酸盐岩组成的残丘山或断块山。碳酸盐岩经多期风化淋滤和断裂活动而发育孔、洞、缝系统，作为良好的储集空间，中生界或下第三系作盖层，沙三段泥岩横向封堵而形成潜山圈闭，如桩西、平方王等潜山圈闭；上古生界和中生界碎屑岩断块山圈闭和潜山内幕圈闭等，如孤西断层上升盘义132和义155潜山圈闭。

上述不整合地层圈闭、潜山圈闭的天然气储量在已探明天然气储量中仅占2.66%。

4. 混合型圈闭

(1) 与背斜、滚动背斜（鼻状构造）有关的混合型圈闭　如永55井断鼻圈闭，花沟和邵家岩性—背斜圈闭，平方王地层—背斜圈闭等。

(2) 构造—岩性圈闭　浅、深层的透镜状砂岩被断层切割，侧向遮挡，形成的构造—岩性或岩性—构造圈闭。如盐5井—盐6井气藏。

(3) 构造—地层圈闭　由馆陶组超覆砂岩和断层组成的圈闭。如临盘油田临23井气藏。

第二节　天然气成藏模式、气藏类型及分布规律

一、天然气成藏模式

济阳坳陷的气藏，按深度和构造层可划分为浅层气藏，埋藏深度小于1500米，以Nm—Ng为主；中层气藏，埋藏深度在1500～4000米之间，以Ed—Es_3为主；深层气藏，埋深大于4000米，以洼陷中心的Es_4—Ek和洼陷边缘的前第三系为主。

1. 浅层气藏成藏模式

(1) 浅层气藏的特点

1) 成藏期短，主要成藏期在上第三系明化镇组沉积以后，距今约150～200万年。

2) 大多分布在箕状凹陷陡侧凸起边界、长期活动的同生大断层两侧及与该断层密切联系的上第三系大型潜山披覆背斜构造上。

3）基本上与浅层稠油油藏共生，浅层气藏位于浅层稠油油藏的上方或上倾方向，分异距离较短。

4）受构造高部位背景的控制，以岩性圈闭（河流相透镜状砂岩）为主要圈闭，以明化镇组泥岩作为区域性盖层。

5）浅层气与浅层油同源于洼陷中下第三系沙三段暗色泥岩，成藏后与油一起遭受过不同程度的生物降解。天然气的$\delta^{13}C_1$比正常油型气重2‰～5‰，属生物降解型油型气。

6）以纯气藏为主，天然气组分为干气，甲烷含量大于95%。

7）含气砂体小，横向、纵向变化大，每个砂体就是一个独立的气藏，具有独立的气油、气水关系和压力系统。

8）储集层疏松，生产时出砂出水严重，气层压力低，弹性产率低，稳产时间短。

(2) 浅层气藏成藏模式　由于浅层气藏所处构造背景（或位置）不同，因而除具有上述八个共同特点外，其成藏模式各具特色，又可分为两类三个亚类。

第一类——凸起型浅层气藏。

第一亚类：上第三系潜山披覆背斜构造型浅层气藏。此类气藏有孤岛、埕东、义东、太平、盐家、孤东等气藏。它们的成藏条件主要取决于凸起周围有无充足的气源，以及有无长期活动的同生断层、地层不整合面等油气运移通道和良好的盖层。这类气藏的储量占全区浅层气总探明储量的81.11%。

以孤岛油气田浅层气藏为例：其浅层气与浅层油同源于毗邻的渤南、孤南、五号桩三个洼陷中的沙三段暗色泥岩．储集层为上第三系馆陶组、明化镇组的河流相透镜状砂岩以及第四系河流—泛滥平原相的透镜状砂岩。以上第三系明化镇组和馆陶组顶部泥岩为区域性盖层，其中又以Ng^4、Nm^9、Nm^7顶—Nm^6底、Nm^3的泥岩发育最好，控制了油气的纵向分布。油气以几乎相同的通道，主要以水溶气、油溶气形式通过岩层层面、地层不整合面、断层面、呈阶梯状从洼陷中的气源岩层向洼陷边缘凸起（孤岛构造）的储油气圈闭中运移。位于该构造（凸起）两侧的两条边界断层（为Mz—Nm长期活动的同生断层）是油气运移的重要通道。油气先沿该断层向上进行垂向运移，并在垂向运移的途中又发生分叉向构造高部位进行侧向运移（图1-10-5）。油气在侧向运移的途径中，在封闭性较好的透镜状砂体（砂体的有效封闭性受泥岩隔层和砂体的倾斜程度双重控制）中聚集成藏．

第二类——凹陷型浅层气藏。

第二亚类：与断裂活动有关的凹（洼）陷陡侧滚动背斜带型和凹陷中央断裂带型浅层气藏。

凹（洼）陷陡侧滚动背斜带型，如垦西、胜坨油气田胜三区气藏。这类气藏的浅层气探明储量占全区浅层气总探明储量的13.43%。凹陷中央断裂带型，如东辛、临盘、玉皇庙气田。该类气藏的浅层气探明储量占全区浅层气总探明储量的4.25%。

这一亚类气藏的成藏特点是近油气源，油气运移距离较短，与断裂活动密切相关。断层面是油气运移的主要通道，油气以垂向运移为主，断层断至那个层位，就可在那个层位形成气藏。

以胜坨油气田胜三区浅层气藏为例：浅层气与中层气、油同源于洼陷中沙三段暗色泥岩。储集层为上第三系馆陶组、明化镇组河流相透镜状砂岩。岩性为粉、粉细砂岩。盖层为上第三系明化镇组泥岩。油气主要沿断层面进行垂向运移，并在断层面附近的圈闭中聚集成藏。特别是二、三级断层在油气运移中起着重要作用，它们控制了浅层气藏的形成和分布。

第三亚类：与地层超覆、剥蚀有关的凹陷缓坡超剥带型浅层气藏

此类气藏的成藏特点是与地层不整合密切相关，与凹陷缓坡的反向屋脊断块作为构造背景有关。这类气藏已发现的有金家、草桥等。

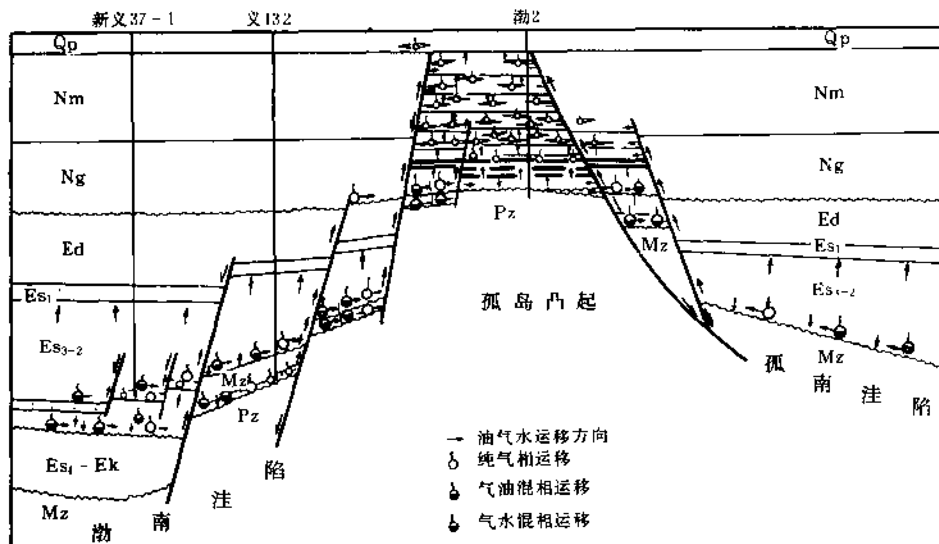


图1－10－5　孤岛油气田浅层气藏成藏模式示意图

以草桥油气田浅层气藏为例：气源为博兴洼陷和六户—牛庄洼陷斜坡沙四段低成熟暗色泥岩及灰质、白云质泥岩、为低成熟油型气。储集层为上第三系馆陶组河流相砂岩透镜体，岩性为粉砂岩。盖层为上第三系明化镇组泥岩。油气主要沿地层层面、地层不整合面和反向断层的断层面运移（图1－10－6）。

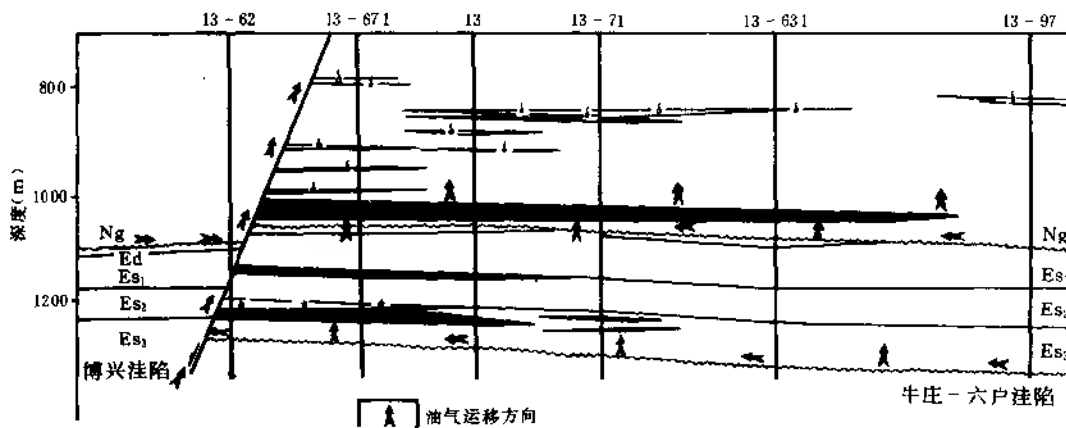


图1－10－6　草桥油气田浅层气藏成藏模式图

2. 中层气藏成藏模式

(1) 中层气藏特点

1) 一般分布在凹陷内，主要位于箕状凹陷陡侧滚动背斜带和凹陷中央构造断阶带上。

2）大多数以气顶气形式出现，与油藏共生关系密切，分异距离很短。

3）中层气与中层油同源于洼陷中下第三系沙三段暗色泥岩，属油型气。

4）以断块或断块—构造圈闭为主要含气圈闭，沙三段—沙一段砂岩为主要储集层，沙三、沙一段泥岩为盖层。

(2) 中层气藏成藏模式　目前济阳坳陷所发现的中层气藏主要分布在胜坨、永安镇、平方王、尚店、八面河、商河、玉皇庙、渤南、套尔河、长堤等油气田和花沟地区。从成因来看，除平方王沙四段气藏为无机二氧化碳与有机油型气形成的混合气外，其余的均为有机油型气；从所处的构造位置和圈闭类型来看，主要有三种类型。

一是位于箕状凹陷陡侧边缘台地上、与地层不整合面有关的地层—构造型气藏，如平方王、尚店、桩 11 气藏。

二是位于箕状凹陷陡侧与同生大断层相关的、大断层下降盘滚动背斜带上的构造气藏，如胜坨一、二区、永安镇、花 4 气藏。

三是位于凹陷中央断裂带上的构造气藏，如玉皇庙、商 12、渤南、套尔河气藏。

以平方王沙四段中层气藏为例：平方王沙四段高含量二氧化碳混合气气藏，其混合的特征表现为：二氧化碳含量一般为 50%～80%，$\delta^{13}CO_2$ 为−50.20‰～−7.54‰，以无机成因为主；甲烷含量一般为 20%～50%，$\delta^{13}CH_4$ 为−46.56‰～−50.76‰，与东营凹陷正常有机油型气一致，可能来自利津洼陷沙三段暗色泥岩。关于二氧化碳的成因，过去主要有两种成气观点。一是火山岩浆烘烤下古生界碳酸盐岩和沙四段礁灰岩的“烧石灰”原理；二是火山活动携带的深源二氧化碳气与地层水、碳酸盐岩的交换反应所致。以上两种成因解释虽各有一定的道理，却都不圆满，但是，有两点值得肯定：第一，该气田以无机二氧化碳为主；第二该气田的成气机理与火山活动和碳酸盐岩地层有关。该气藏的储集层为下第三系沙四段藻灰岩。盖层为下第三系沙三段暗色泥岩。来自利津洼陷沙三段的油型气，通过断层面和地层不整合面运移至平方王构造，并与该构造下部运移上来的无机二氧化碳气混合（图 1−10−7）。

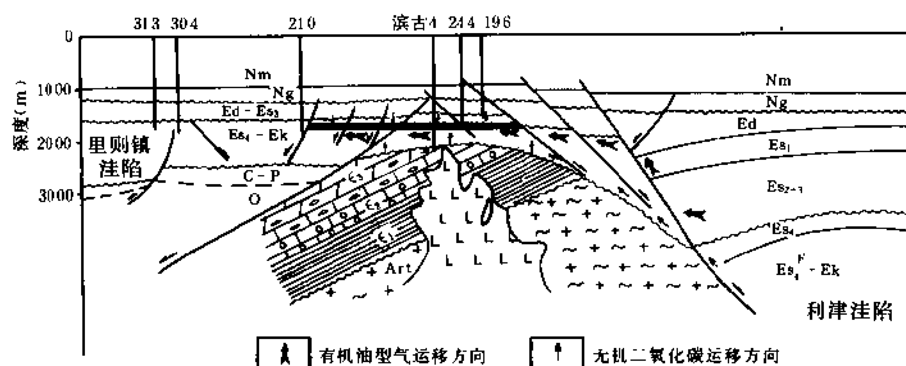


图 1−10−7　东营凹陷平方王油气田中层气藏成藏模式图

再以永安镇油气田中层气藏为例：从取自永安镇油气田的四个气样分析结果看，$\delta^{13}C_1$ 为−45.2～−56.89‰，与东营凹陷沙三段生油岩生成的正常油型气十分接近，说明永安镇油气田的天然气可能来自于毗邻的民丰洼陷沙三段暗色泥岩。储集层为下第三系沙二段、沙三

段砂岩。盖层为下第三系沙一段、沙三段泥岩。来自民丰洼陷沙三段、沙四段生成的油气，主要通过断层面向上运移，并在断层上盘的背斜圈闭中聚集成藏（图1-10-8）。

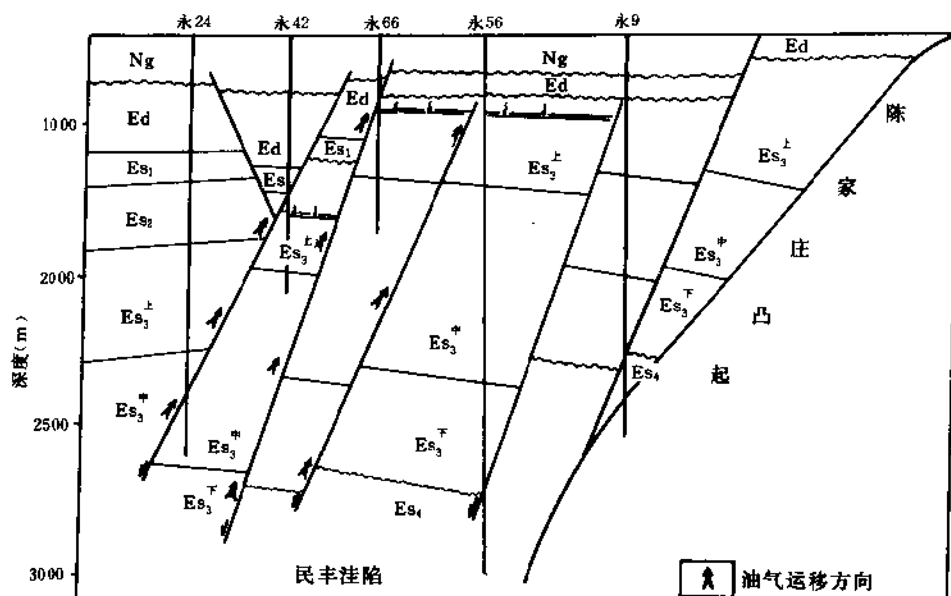


图1-10-8　永安镇油气田中层气成藏示意图

3. 深层气藏可能的成藏模式

至今，济阳坳陷尚未发现深层气田，深层资料也少，推测其可能的成藏模式有以下几种。

(1) 洼陷式原生岩性、断层—岩性型　主要在渤南洼陷，东营、惠民等凹陷也可能存在。深洼陷中的沙四段是主要的气源，东营、惠民、沾化凹陷的孔二段也可能是较为重要的气源；发育在气源层内的各类砂砾岩体、薄层碳酸盐岩是主要的储集层；沙四段的暗色泥岩、含膏泥岩，既是气源岩，又是良好的直接盖层；沙三段分布稳定的泥岩、油页岩是深层气的地区性盖层；洼陷中心，夹在气源层中的砂砾岩、灰质砂岩、含膏砂岩因岩性变化大而形成岩性圈闭；天然气从紧邻储集层的气源岩中，以气态方式沿裂缝和粒间孔道就近运移到圈闭中，形成岩性或断层—岩性气藏。这类气藏在剖面上可能高低不一，自成体系，无统一的压力系统和气水界面；在平面上可能叠合连片，属自生、自储、自盖的原生气藏。

(2) 凹陷式原生—岩性型　东营凹陷的气源、储集层和盖层条件与渤南洼陷类似，推断膏盐层下可能存在较大型的背斜圈闭、背斜—岩性型圈闭气藏。

(3) 凹陷边缘低潜山型　桩西、孤北属于这类模式，已获得工业油流或低产气流。

1）分布在深洼陷边缘的反向屋脊断块残丘山，顶部为沙河街组及其以上的地层超覆和覆盖，形成低潜山。在多层结构的潜山顶面和内幕，形成多种类型的潜山圈闭，即下古生界碳酸盐岩潜山圈闭，上古生界、中生界碎屑岩潜山圈闭以及各种潜山内幕圈闭。

2）覆盖在下层潜山之上的上层潜山的非渗透层和潜山内幕的非渗透地层作为直接盖层，洼陷一侧的沙三段泥岩向潜山超覆，形成侧向封堵，并整体覆盖潜山形成地区性盖层。

3）储集层空间主要是经长期风化淋滤产生的、经断裂活动改造的次生溶蚀孔、洞、缝

系统和不整合面上下因风化、溶蚀产生的砂岩次生孔隙以及构造裂缝。

4）低潜山自身的石炭—二叠系生成的煤成气，就近在气源层附近的砂岩中聚集成藏（如义155型气藏）；或洼陷中的沙三段油型气，通过同生大断层然后沿潜山的地层不整合面侧向运移，再通过潜山内部发育的断裂系统进行再分配，在运移和再分配的过程中，因差异作用聚集成藏（如桩西型）；或洼陷中的沙三段油型气沿断裂面向上运移，与潜山自生自储的煤成气混合，以及洼陷中沙三段油型气与沙四段偏腐殖气混合，形成混合型气藏（如义132型）。

上述桩西型属新生古储的碳酸盐岩潜山圈闭的次生气藏，油气运移过程中在互不连通的孔、洞、缝系统中产生差异聚集而成藏；义132型属碎屑岩潜山圈闭的混合气藏，天然气在不整合面上的中生界砂岩次生孔隙中聚集成藏；义155型属自生自储的碎屑岩潜山圈闭的原生气藏，天然气在古生界石炭—二叠系砂岩的次生孔隙中聚集成藏。

二、气藏类型

按五种不同的划分方案，将济阳坳陷所发现的气藏划为十七类（图1-10-9）。

Ⅰ.按圈闭类型划分

按圈闭类型可划分为构造圈闭气藏、地层圈闭气藏、岩性圈闭气藏和复合圈闭气藏四种类型。其中：

（1）构造圈闭气藏类型　包括断块圈闭气藏、背斜圈闭气藏和断块—背斜圈闭气藏三类。

（2）地层圈闭气藏类型　包括上储式地层圈闭气藏和下储式地层圈闭气藏两类。

（3）岩性圈闭气藏类型　包括透镜体圈闭气藏和岩性上倾尖灭型圈闭气藏两类。

（4）复合圈闭气藏类型　包括构造—地层型圈闭气藏、构造—岩性型圈闭气藏和地层—岩性型圈闭气藏三类。

Ⅱ.按储集层岩性分类

按储集层岩性可划分为砂岩、碳酸盐岩、玄武岩和花岗片麻岩气藏四类。

Ⅲ.按天然气赋存方式分类

按天然气在地下的存在方式又可划分为气层气藏、气顶气藏和溶解气藏三类。

Ⅳ.按天然气成因分类

按天然气成因可划分为有机成因气气藏、无机成因气气藏和混合气气藏三类7种。

Ⅴ.按气藏埋藏深度分类

按气藏所处的深度和构造层可划分为浅层、中层和深层气藏三类。

由前所述，现按浅、中、深层气藏进一步归类、总结如下：

1）浅层气藏从圈闭类型来看，以岩性圈闭气藏为主，其次为与断层面有关的构造—岩性复合圈闭气藏和与地层不整合面有关的地层圈闭气藏及地层—岩性复合圈闭气藏；从储集层岩性来看，几乎全部属砂岩气藏，偶见花岗片麻岩气藏；从天然气在地下的存在方式来看，绝大部分为气层气藏，偶见气顶气藏；从天然气成因来看，以腐泥型有机质生成的油型气气藏为主（包括经后期生物改造的生物降解型油型气气藏），偶见生物气与油型气混合的气藏。

2）中层气藏从圈闭类型来看，大部分属构造圈闭气藏，其次为与地层不整合面有关的地层—构造型复合圈闭的气藏；从储集层性质来看，一般是砂岩和碳酸盐岩的气藏；从天然气在地下的存在方式来看，主要是气顶气藏，其次是气层气藏；从天然气成因来看，主要是由腐泥型有机质生成的油型气气藏，偶见无机二氧化碳与有机油型气混合的气藏。

依据	气藏类型				
I	构造圈闭气藏	断块圈闭气藏	背斜圈闭气藏	断块－背斜圈闭气藏	
	地层圈闭气藏	上储式地层圈闭气藏	下储式地层圈闭气藏		
	岩性圈闭气藏	透镜体圈闭气藏	岩性上倾尖灭型圈闭气藏		
	复合圈闭气藏	构造－地层型圈闭气藏	构造－岩性型圈闭气藏	地层－岩性型圈闭气藏	
II		砂岩气藏	碳酸盐岩气藏	玄武岩气藏	花岗片麻岩气藏
III		气层气藏	气顶气藏	溶解气藏	

图 1–10–9

	有机成因气气藏			无机成因气气藏	混合气气藏		
Ⅳ	由腐泥型有机质生成的油型气气藏	由偏腐殖型有机质生成的偏腐殖型气气藏	由腐殖型有机质生成的煤成气气藏	由碳酸盐岩热变质生成的二氧化碳气气藏	无机二氧化碳气与有机油型气混合的气藏	油型气与煤成气混合的气藏	生物气与油型气混合的气藏
	如孤岛（Nm－Ng）、桩西（Pz）	如渤南（Es_4）	如义155（C－P）	如高53（Ng）、阳2（O）	如平方王（Es_4、Es_1）	如义132（Mz）	如气东9（Nm）、永80（Es_3）
Ⅴ	浅层气藏		中层气藏			深层气藏	
	T_2以上，$h<1500m$		T_2-T_6，$1500m<h<4000m$			T_6以下，$h>4000m$	

图 1-10-9　济阳坳陷气藏类型图

3）深层气藏从圈闭类型来看，主要是岩性圈闭和潜山圈闭中的下储式地层圈闭气藏；从储层岩性来看，主要是砂岩，其次是碳酸盐岩气藏；从天然气在地下的存在方式来看，主要是气层气藏（包括凝析气藏）偶见气顶气藏；从天然气成因来看，主要是由偏腐殖型有机质生成的偏腐殖气气藏和由腐殖型有机质生成的煤成气气藏，其次为演化程度较高的油型气气藏和油型气与煤成气的混合气藏。

另外，图 1-10-9 中所列的溶解气气藏主要指油溶气气藏，而水溶气气藏（如草 2 井气藏）较为少见。由碳酸盐岩热变质生成的无机成因二氧化碳气气藏主要沿深部大断裂分布，目前仅在东营凹陷平南—高青断裂带的平方王和高青地区，以及阳信洼陷西侧断裂带的阳 2、阳 5 井区发现。

三、气藏分布规律

济阳坳陷天然气藏分布较为广泛，在宏观上显示出以下分布规律。

1）中浅层气藏沿生油气洼陷边缘呈环带状分布。

首先就油气运移通道而言，处于拉张应力场下的块断活动所产生的断裂，大都为盆倾正断层，即断面上倾方向指向洼陷边缘，而且沉积坳陷因古地形差异沉积的岩层层面和因上升剥蚀而产生的地层不整合，其上倾方向也是指向洼陷边缘的。其次，就圈闭发育情况而言，生油气洼陷中除了只发育岩性圈闭和潜山圈闭外，其他类型的圈闭较少，而在生油气洼陷边缘及凸起地区则广泛发育有下第三系的断块、滚动背斜和上第三系潜山披覆背斜等构造圈闭以及与地层不整合面有关的地层超覆圈闭、潜山圈闭等。由于气态烃易于扩散，在弹性膨胀力、热膨胀力、浮力、水动力作用下，地层层面、断层面和地层不整合面为运移通道，在由洼陷中心向洼陷边缘、由深处向浅处运移的过程中，总是力求在遮挡条件较好的圈闭中聚集成藏。而洼陷边缘圈闭较多，且有下第三系沙一段和上第三系明化镇组两套区域性盖层，因而是天然气聚集的理想场所。现已证实：围绕四扣—渤南—五号桩洼陷，有垦东、义东、太平、邵家、陈家庄、孤岛、长堤等油气田构成的环状分布带；围绕垦西—孤南洼陷，有垦西、孤岛、孤东、垦东、垦利等油气田或气藏构成的环状分布带；围绕利津洼陷，有平方

王、尚店、单家寺、郑家、胜坨等油气田或气藏构成的半环状分布带；围绕民丰洼陷，有盐家、永安镇、东辛、胜坨等气田、油气田构成的环状分布带；围绕牛庄—牛户洼陷，有东辛、八面河、草桥、花沟等气田、油气田和气藏构成的半环状分布带（图1-10-10）。

2）浅层气大多分布在箕状凹陷陡侧凸起边界、长期活动的同生大断层两侧及其与该断层密切联系的上第三系大型潜山披覆背斜构造上。

前已述及，济阳坳陷是燕山运动以来形成和发展起来的中、新生代陆相箕状块断盆地，由于一直处在张扭性应力场中，在差异陷落作用下，箕状凹陷陡侧与凸起分割的边界断层异常活跃，基底落差达6000～10000米，大部分断层直至晚第三纪末期才停止活动。如本区的孤南—孤东、孤北、埕东—埕南、义东—义南、陈南、滨南、平南—高青、阳信西等大断层。由于它们几乎切割至凹陷中的所有油气源层，因而它们是油气运移的主要通道。另一方面，由于箕状凹陷陡侧边界大断层的长期活动，往往形成一条复式断裂带；又由于断层的逆牵引作用，往往在断层的下降盘形成滚动背斜带，上升盘形成反向屋脊构造（如孤南、陈南断裂带）。因此，位于箕状凹陷陡侧凸起边界长期活动的同生大断层两侧派生的滚动背斜、反向屋脊断块构造以及与该断层密切联系的凸起上所发育的上第三系大型潜山披覆构造，为最有利的聚气构造。现已发现的垦西、孤岛、埕东、义东、太平、陈家庄、盐家、胜坨、单家寺、林樊家、高青等浅层气田，其探明天然气地质储量占整个浅气层总储量的91.39%。这些气田的形成与上述大断层（即气源断层）有密切的关系。

3）浅层气藏基本上与浅层稠油油藏共生，凡是有稠油油藏的地方，其上方或上倾方向，一般都有浅层天然气藏存在。

如前所述，济阳坳陷内的浅层气与浅层油同源，属油型气，它们本来共生于同一油气源中，由于经历多次块断运动，促使油气发生多次分异、运移和聚集。油气运移深度变浅，温度压力降低，油气的分异作用和氧化作用增强，液态烃因轻质组分散失和遭受氧化等作用变得越来越稠，因而在一般的圈闭中形成稠油油藏；而与液态烃一起运移的原始气态烃，在运移过程中则分离出来成次生气态烃，经过较长距离的运移，在封盖条件较好的圈闭中形成浅层气藏。济阳坳陷上第三系馆陶组主要为河流相砂岩夹泥岩沉积。砂岩呈厚层状，储集层物性好，还有薄层泥岩可作局部盖层。明化镇组主要为河流—河漫滩相砂、泥岩，砂岩主要呈透镜状，储集层物性较好，泥岩厚度大，分布稳定，是良好的区域性盖层，因而给形成上述的特殊共生的油气藏创造了条件。此类油气田有孤岛、孤东、义东、太平、陈家庄、单家寺、林樊家、高青、金家、草桥等。

4）深层气藏主要集中在第三纪早期深洼陷中心的岩性圈闭带和周缘的低潜山上。

第三纪早期的深洼陷往往是继承性洼陷。据初步研究，济阳坳陷下第三系气源岩基本还处于成熟—低成熟阶段，即油气兼生以油为主的阶段；只有在长期继承性发育的深洼陷（如利津、渤南、五号桩、临南、牛庄—六户洼陷）中某些沙四段—古新统地层才达到高成熟—过成熟的演化阶段。因此，深层气应主要来自第三纪早期的深洼陷内。在一般情况下，深洼陷的中心往往是较细的泥质岩沉积，可塑性较大，断裂活动较弱，构造圈闭不太发育。相反，浊流、大型水下三角洲前缘砂体形成的岩性圈闭和深层洼陷边缘的低潜山圈闭，可能是深层天然气的主要圈闭类型。这些圈闭包裹于生油气源岩中，或与生油气源岩有直接接触，具有“近水楼台先得月”的有利条件。深洼陷中的气源岩生成的天然气将优先供给这些圈闭，形成深层气藏。如渤南洼陷的义115、义121井气藏即为沙四段岩性圈闭气藏；孤北地区义132井和桩西潜山桩古23、10—17井气顶气藏，分别为渤南、五号桩深洼陷边缘的中、

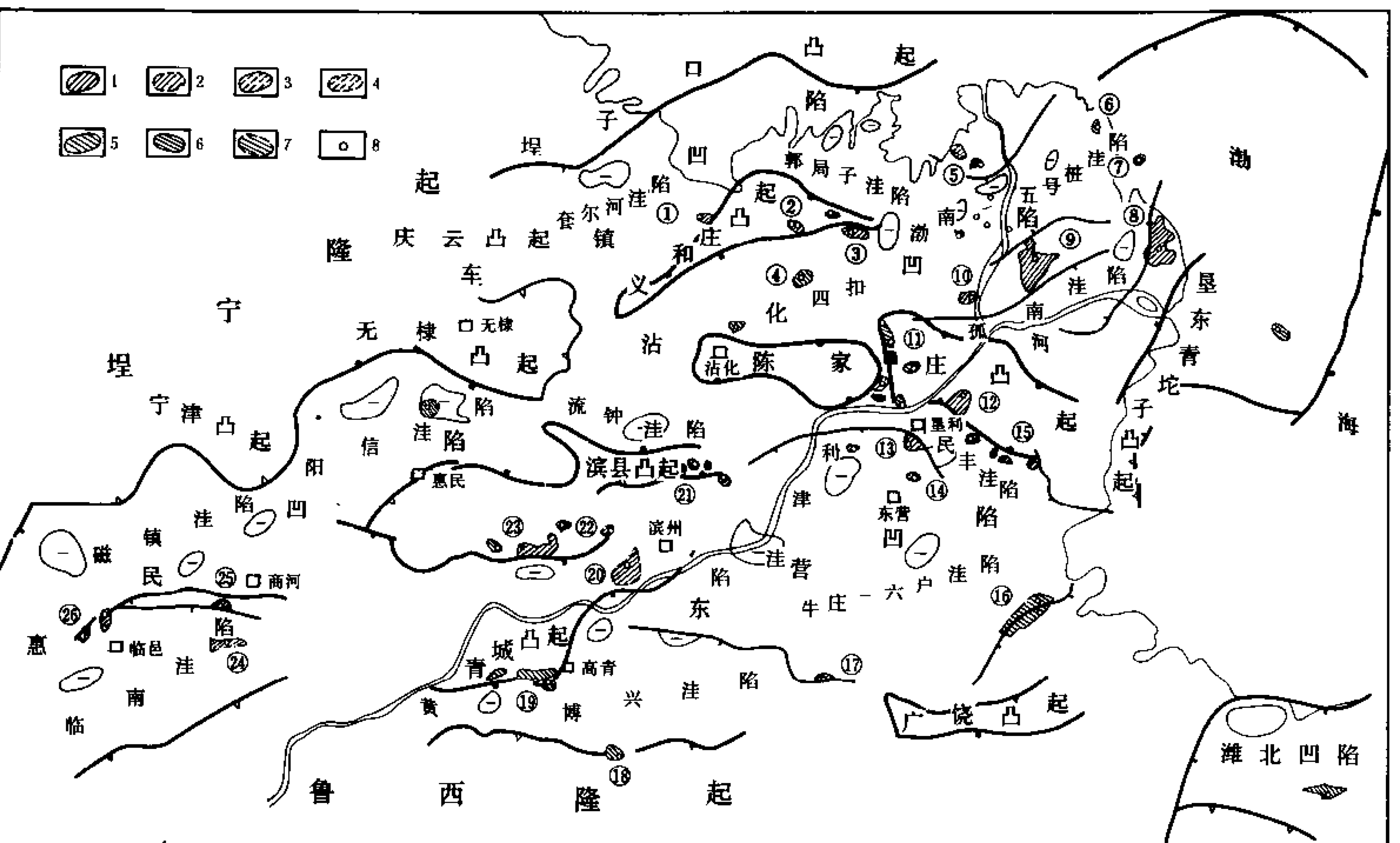


图 1-10-10　济阳坳陷气田（藏）分布图

1—浅层探明含气面积；2—中层探明含气面积；3—浅层控制含气面积；4—中层控制含气面积；5—浅层预测含气面积；6—中层预测含气面积；7—深层预测含气面积；8—气井；

油气田名称：①—套尔河；②—太平；③—义东；④—邵家；⑤—埕东；⑥—桩西；⑦—长堤；⑧—孤东；⑨—孤岛；⑩—垦西；⑪—陈家庄；⑫—盐家；⑬—胜坨；⑭—东辛；⑮—永安；⑯—八面河；⑰—草桥；⑱—金家；⑲—高青；⑳—平方王；㉑—单家寺；㉒—尚店；㉓—林樊家；㉔—玉皇庙；㉕—商河；㉖—临盘

古生界低潜山圈闭气藏。

5）天然气藏以浅层、深层为主。

据室内人工热演化生气试验所揭示的反应途径、产物和机理，以及济阳坳陷的地球化学资料，并参照前人的成果，对天然气的生成过程进行了垂向成因分带。

当有机质处于未成熟阶段（R_o<0.25%，埋深小于1000米）属于浅层干气带，在此阶段只能生成气态烃类；

当有机质进入生油门限后达到低成熟—成熟阶段（R_o=0.25%～0.81%，埋深为1000～4000米），属于油气兼生以油为主的阶段；

当有机质达到高成熟阶段（R_o=0.87%～2.5%，埋深为4000～7000米），液态烃生成量显著减少，而气态烃生成量显著增加，气、油生成比由低成熟—成熟阶段的0.6～2.0增至2.0～182.0；当有机质达到过成熟阶段（R_o>2.5%，埋深大于7000米）以后，基本上以生干气为主。也就是说，生油岩在未成熟阶段或高成熟阶段以后（即在地层剖面中对应的浅层和深层）所生成的成分较单一的气态烃（很少有液态烃），对气藏的形成才具有较大的贡献。

从济阳坳陷构造演化特点来看，由于受沙一段和沙三—沙四段两套塑性层的影响，沙一段以上（浅层）或沙三段以下（深层）断层不太发育，浅层以上第三系大型潜山披覆构造和小型滚动构造发育为主，深层则以大型断鼻构造和岩性、低潜山等圈闭发育为特征，而介于浅层与深层之间的中层（即沙一段—沙三段），断裂活动较强，断层发育，以小断块和被断层复杂化的滚动背斜、断鼻构造为主。由于天然气活动性大，易扩散，天然气的聚集和保存显然以浅层、深层较为有利。据统计，从已探明天然气储量的八套层系中（即Qp、Nm、Ng、Ed、Es_1、Es_2、Es_3、Es_4），Qp、Nm、Ng三套层系（即浅层）所拥有的储量占天然气总储量的54.54%，若不考虑平方王气田沙一、沙四段的甲烷—二氧化碳这一特殊的混合气，浅层气所占的比例将提高到73.73%。近些年来，桩西潜山高油气比油气田和渤南洼陷义115、121井岩性气藏的发现，同样预示了深层气今后的光明前景。

第三节　天然气资源评价●

一、资源量测算

前已述及，济阳坳陷10个产烃岩层的演化大体上可分为三套。石炭—二叠系和中、下侏罗统为一个系列；沙四下—孔店组、沙河街组与东营组各为一个系列。当前第三系的主体进入高成熟和过成熟阶段时，沙河街组和东营组基本上还处在降解液态烃的早期和中期，只有沙四下至孔店组成熟范围广，有广大的成油区，也有一定的成气面积。有意义的是燕山运动二幕使地台背景解体，大规模的火山喷发与火山岩充填是加速前第三系煤系热演化，使它们在四个凹陷普遍进入成熟门限并向高演化程度发展的一个关键环节，尔后经历喜马拉雅运动的区域性隆起和近千万年的沉积间断之后，上第三系的巨厚沉积对盆地中各生烃层的演化普遍具有加速的作用，使前第三系生烃岩出现第二次生气高峰；而第三系的各生烃岩则加速进入门限，出现了以油为主，油气并生的情况。

经计算得出10套生烃粘土岩累计生气量为35万亿立方米，两套煤系岩层的累计生气量

●胜利石油管理局，1989年10月，济阳坳陷天然气评价及勘探方向研究。

为35万亿立方米，总计70万亿立方米。其中生烃泥岩以沙四下—孔店组的生气量最多，累计达10万亿立方米，其中包括1万亿立方米的裂解气；沙四上、沙三下、沙三中的生气量分别为7万亿立方米、5万亿立方米和3万亿立方米；其他各层的生气量均小于1万亿立方米，煤系地层中以石炭—二叠系生气最多，累计23万亿立方米，中、下侏罗统煤岩的生气量为12万亿立方米。

生气量的平面分布状况：东营凹陷生成的油型气总量为20万亿立方米，煤型气为19万亿立方米，合计占总生气量的58%；其次为沾化凹陷，其生成的油型气为1万亿立方米，煤型气为15万亿立方米，合计约占总生气量的25%；惠民凹陷生油气3万亿立方米，煤型气6万亿立方米，合计占总生气量的14%；车镇凹陷生油型气1万亿立方米，煤型气1万亿立方米，合计接近总生气量的3%。

二、天然气勘探的方向

在渤海湾地区，济阳坳陷的石油资源相对比较丰富，其天然气资源量中有相当大的一部分以溶解状态存在，在评价石油资源时实际上已经对这一部分溶解气做出了评价，在这里所要分析的主要是以气藏形式存在的那一部分。

1）从盆地模拟结果来看，济阳坳陷天然气资源量据测算可达数千亿立方米。油溶气显然主要来自油型气。除去油型气以后，余下的天然气主要来自煤型气，当然，在形成气藏时必然要渗入一定量的油型气。那么潜在天然气资源应以煤型气为主，这也就决定了潜在气藏将与煤型气最大生气强度区以及晚第三纪以来煤型气的主要生气地区有关。基于这一分析，结合模拟成果进行了评价。沾化凹陷应排在首位，从渤南洼陷直至黄河口洼陷将是最有利的天然气勘探地区；东营凹陷中央隆起带以南至博兴洼陷也是有利地区；惠民凹陷临南洼陷也较有利；车镇凹陷有利相带较窄。

2）从区域地质及成藏条件来看，本区有三大盖层：馆陶组上部至明化镇组泥岩集中段组成上部盖层，沙一段和东营组泥质岩组成中部盖层，沙三段至沙四段巨厚的泥岩、油页岩、膏盐为下部盖层。实际上它们已使济阳坳陷的天然气在纵向上构成深、中、浅三套成藏体系。对中、浅层的天然气聚集，在勘探石油的同时，应当说已有一定的认识程度了，其潜力和方向比较明确。由沙三段、沙四段泥页岩，甚至含盐膏层封闭形成的深部天然气聚集体系，是个勘探认识程度较低，情况比较复杂而潜力又较大的体系，从构造条件分析，济阳坳陷各构造层的构造特征互有差异，浅层产状平缓很少断裂；中部层段断裂多、强烈破碎；许多断层向下进入深层时又逐渐合并，甚至消失，因此，在盆地深部往往可形成面积较大，形态相对简单的拱起构造。尽管它们经历过多次不整合，但只要被沙四段和沙三段巨厚的泥岩超覆封闭，前沙河街组所有的拱起构造都有可能成为后期聚集天然气的有利圈闭。

3）从圈闭的评价看，济阳坳陷初步提出56个圈闭，其中浅层就有28个，看来这已基本上包罗了绝大部分浅层气藏。至于中深部可能的含气圈闭和气层，显然由于勘探程度不够而未能反映出来。既然潜在的天然气主要来自深部煤系地层，加强勘探和认识深部圈闭应是本区下步勘探的主要方向。

综合以上的分析，济阳坳陷天然气的勘探方向可从以下三个方面进行概括。

浅层：主要应在凹陷周缘的凸起或大型披覆背斜油气聚集复合体的上部进行勘探，目前勘探的重点仍是青城、陈家庄、滨县、单家寺、埕岛、垦东等地区。

中层：主要应在各凹陷的深洼陷周围呈区域性抬升的地带及一些正向构造带内较高断块的高部位开展勘探，目前比较现实的目标，如东营凹陷八面河至花沟、沾化凹陷的罗家地

区、临南洼陷的夏口断阶带等。

深层：以各凹陷的深洼陷偏南地带比较有利。在沾化凹陷主要是渤南深部隆起、孤西断裂上升盘、孤北隆起构造带；东营凹陷从石炭—二叠系和中、下侏罗统的分布图来看，有利地区应在牛庄至利津及博兴洼陷区。因此，最佳部位应在沿草桥—纯化—小营—平方王一线呈北西向延伸的隆起带。再从沙四下至孔店组膏盐层段的分布看，最佳部位应再向北靠一点。遗憾的是至今盆地中的地震工作只给出了含膏盐段顶面的构造，而实际上膏盐层段底面造成的封闭才最有价值；惠民凹陷有利区应在临南洼陷、北部临邑断裂带上升盘深部的前沙河街组分布区、禹北隆起向东倾没端的深部及临南洼陷深部；车镇凹陷的深部有利地区比较窄，近期可在其五排潜山带中最北边的一排选择具有一定圈闭的山头进行勘探为宜。

第十一章　油气田地质各论

截至 1990 年底，济阳坳陷内已探明油气田共 59 个（图 1-11-1、表 1-11-1），其中已开发油气田 49 个（表 1-11-2）。

本章按开采现状、油层特征、原油特点和构造形态将油气田分成六种类型，即高含水整装大油田、稠油疏松砂岩油气田、复杂断块油气田、低渗透油田、特稠油热采油田及特殊岩性油气田。并对各类型有代表性的油气田，从其概况、构造位置及圈闭、储集层、油气藏类型、流体性质和开发简况等方面进行叙述●。

表 1-11-1　济阳坳陷油气田分布表

凹陷名称	油　气　田　名　称	数量（个）	备　注
东营	[1]陈家庄、[2]王庄、[3]郑家、[4]胜坨、[5]单家寺、[6]利津、[7]新立村、[8]尚店、[9]宁海、[10]永安镇、[11]郝家、[12]东辛、[13]滨南、[14]现河庄、[15]广利、[16]史南、[17]王家岗、[18]平方王、[19]乔庄、[20]牛庄、[21]羊角沟、[22]小营、[23]梁家楼、[24]纯化、[25]高青、[26]草桥、[27]八面河、[28]金家、[29]博兴、[30]正理装、[31]平南	31	另：盐家为气田未编号 ②."1、2……"为油田序号 ③."——"为油气田
沾化	[32]埕岛、[33]老河口、[34]桩西、[35]埕东、[36]义北、[37]五号桩、[38]长堤、[39]渤南、[40]孤岛、[41]孤东、[42]义东、[43]孤南、[44]红柳、[45]邵家、[46]罗家、[47]河滩、[48]垦利、[49]垦西、[50]新滩	19	
车镇	[51]大王北、[52]大王庄、[53]义和庄、[54]套尔河、[55]太平	5	
惠民	[56]临盘、[57]商河、[58]玉皇庙、[59]林樊家	4	

表 1-11-2　济阳坳陷开发油气田基础数据表

序号	油田名称	发现时间	发现井号	主要含油层位	主要储集层岩性	油气藏类型	开发简况					备注
							开发时间	总井数（口）	生产井（口）	注水井（口）	注水时间及方式	
1	胜坨	1964.6	坨 1.7	Es_2	砂岩	背斜构造	1966.6	1835	1120	601	1966.6 排间腰部及点状面积注水	
2	广利	1966.4	辛 22	$Es_4^{上}$	油页岩	断块构造	1974.4	313	152	117	1976.3 五点法	
3	王家岗	1974.8	通 61	Es_2—$Es_3^{上}$	砂岩	构造	1976.4	160	90	28	1976.6 内部和边外	
4	孤岛	1968.3	渤 2	Ng	砂岩	构造层状	1971.11	2326	1308	650	1973.4 反九点面积	
5	孤东	1984.6	孤东 3	Nm、Ng	砂岩	透镜体构造层状	1986	1340			1987 反九点法面积	
6	草桥●	1971.6	通 30	Es_4	石灰岩、砂岩	屋脊式层状	86(西区) 87(东区)	72	51	21	1986 腰部、边部点状，面积注水	

●赵良才，1990 年 3 月加强油藏研究、搞好开发调整、为实现油田稳产目标而奋斗；

●草桥油田于 1990 年改名为乐安油田，下同。

续表

序号	油田名称	发现时间	发现井号	主要含油层位	主要储集层岩性	油气藏类型	开发简况					备注
							开发时间	总井数(口)	生产井(口)	注水井(口)	注水时间及方式	
7	八面河	1970.12	莱 11 井	Es_4	砂岩	断块—岩性	1987.5	340	246	94	内部点状边缘	
8	林樊家	1981.	滨 514	Ng	砂岩	地层	1984	59	42	17	1984.反九点面积	
9	埕东	1970.6	埕 1	Ng	砂岩	构造层状	1974.5	391	185	119	1977.4 反九点	
10	渤南	1975.	义 11	Es_3	砂岩	构造—岩性	1973.7	463	313	150	1975.9 四点	
11	滨南	1965.3	滨 2	Es_2	砂岩	构造—岩性	70.10(一区) 76.9(三区)	375	299	76	1972.1;1978.1 不规则	
12	平方王	1966.6	滨 1	Es_4	砂岩、生物礁灰岩	地层—构造	1971.1(灰岩气顶); 1971.2(砂岩气顶)	246	188	58	75.7; 76.1 四点	
13	尚店	1966.10	滨 24	Es_3—Es_4	砂岩	岩性	1969.12	196	153	43	1977.6 不规则	
14	纯化镇	1965.5	通 5	Es_4	砂岩、石灰岩	构造	1971.1	195	147	48	1976.4 不规则	
15	乔庄	1975.8	梁 14	Es_3	砂岩	岩性—层状断块	1986	36	22	14	1986.不规则	
16	五号桩	1975.6	渤 97	$Es_3^{下}$	砂岩	构造—岩性	1986.1	55	45	10	不规则	
17	桩西	1985.12	桩古 45	Es	生物灰岩、泥岩及砂岩	构造—岩性	1988	8	5	3		
18	义东	1971.11	新沾 4	Ng—Ed; Es_2	砂岩	地层岩性	1972; 80.2	84	64	20	1978.3 面积; 83.6 边外	
19	义北	1976.3	大 43	Mz	砂岩	断块层状	1976.3	36	26	10	1979.不规则	
20	商河	1971.5	商 7	Es	砂岩	断块	1973.	249	179	70	1976.不规则	
21	大王庄	1972.2.	大 1	Es_2 Es_2	砂岩 细砂岩	层状断块 岩性断块	1985.6 1985.12	20 10	14 10	6	1986.4 不规则	
22	新立村	1966.3.	永 8	Es_{3-2}	砂岩	构造	1985.11	31			1986.边缘	
23	套尔河	1978	车古 1	O	石灰岩	块状	1981.3	50	35	15		
24	义和庄	1977.9	义古 11	O_2	石灰岩	裂缝性块状	1977.9	50	35	15	1978.4 不规则	
25	王庄	1984.3.	郑 4	Anz	变质岩	潜山块状	1984.3	23	18	5	1985.5 边部	
26	东辛	1961.4.	华 8	Ed、Es	砂岩	断块构造	1968.3	853	628	225	1971.不规则	
27	永安镇	1965.7	永 2	Es_4	砂岩	断块构造	1969.5	205	138	67	1977.1 边缘	
28	现河庄	1963.9.	河 1	Es_3	砂岩	断块	1973.2	309	244	65	1978.不规则	
29	宁海	1964.11	坨 6	$Es_3^{中}$	砂岩	断块构造	1982.5	101	77	24	1983.4.边部	
30	郝家	1965.2	河 4	Es_1、Es_2	砂岩	断块	1971.4.	111	80	31	1980.4.不规则	
31	利津	1979.3.	利 7	Es_2	砂岩	构造断块	1980.	167	112	55	1980.边缘点状	
32	垦利	1967.5	垦 1	Es_1 O	砂岩 石灰岩	断块	1971.12 1978.2	51	44	7	1973.11、1979.1、边缘	
33	垦西	1972.12	垦 24	Es_1	砂岩	断块	1973.5	97	76	21	1979.7 边缘	
34	河滩	1986.10.	孤南 24	Es_2	砂岩	断块	1987.7.	45	29	16	1987.7.边缘	
35	长堤	1979.10	桩 11	$Es_{1、3}$	生物灰岩、砂岩	地层、岩性—构造	1987.1	42	36	6	1988、不规则	
36	梁家楼	1964.	纯 4	Es_2—Es_4	砂岩	断块—岩性	1971.9	273	189	84	1978.2.边缘	

续表

序号	油田名称	发现时间	发现井号	主要含油层位	主要储集层岩性	油气藏类型	开发简况					备注
							开发时间	总井数(口)	生产井(口)	注水井(口)	注水时间及方式	
37	红柳	1986.6	垦 5	Es_2、$Es_3^上$	砂岩	断块	1988.	47	39	8	1989.边缘	
38	老河口	1985.11	桩 106	Ng、Es_1	砂岩、灰岩	断块—岩性	1988	35	24	11	1989.边缘	
39	临盘	1964.4.	惠 4	Ed、Es	砂岩	背斜构造屋脊式断块	1973.8.	602	454	148	1976.不规则	
40	邵家	1962.10	沾 1	Ng、Ed	砂岩	层状构造	1985.11	33	26	7	1986.9 点状、面积	
41	史南	1975.5.	梁 2	Es_2	砂岩	断块	1981.4.	113	80	33	1982.面积	
42	孤南	1975.	孤南 2	Es_2	砂岩	断块	1984.3	43	37	6	1986.不规则	
43	单家寺	1970.9.	单 2	Es_1	砂岩	地层超覆	1984.9	172	108		1984.9.注蒸汽	
44	小营	1975.4	梁 8	Es_2、Es_4	砂岩	断块—岩性	1988.12	52	39	13	1989	
45	高青	1978	高 9 井	Ed、Ek、Mz	砂岩	断块	1989.12	87	74	13	1990	
46	正理装	1965	通 16	Es_1、Es_2、Es_3	砂岩	断块—岩性	1989	90	61	29	1989	
47	罗家	1988.10	罗 9	$Es_{1\sim4}$	砂岩	断块	1989	27	25	2	1990	
48	大王北	1984	大 37	Es_2	砂岩	断块—岩性	1990	74	70	4	1990	
49	牛庄	1966.2	牛 1	Es_3	砂岩	岩性	1990	62	50	12	1990	

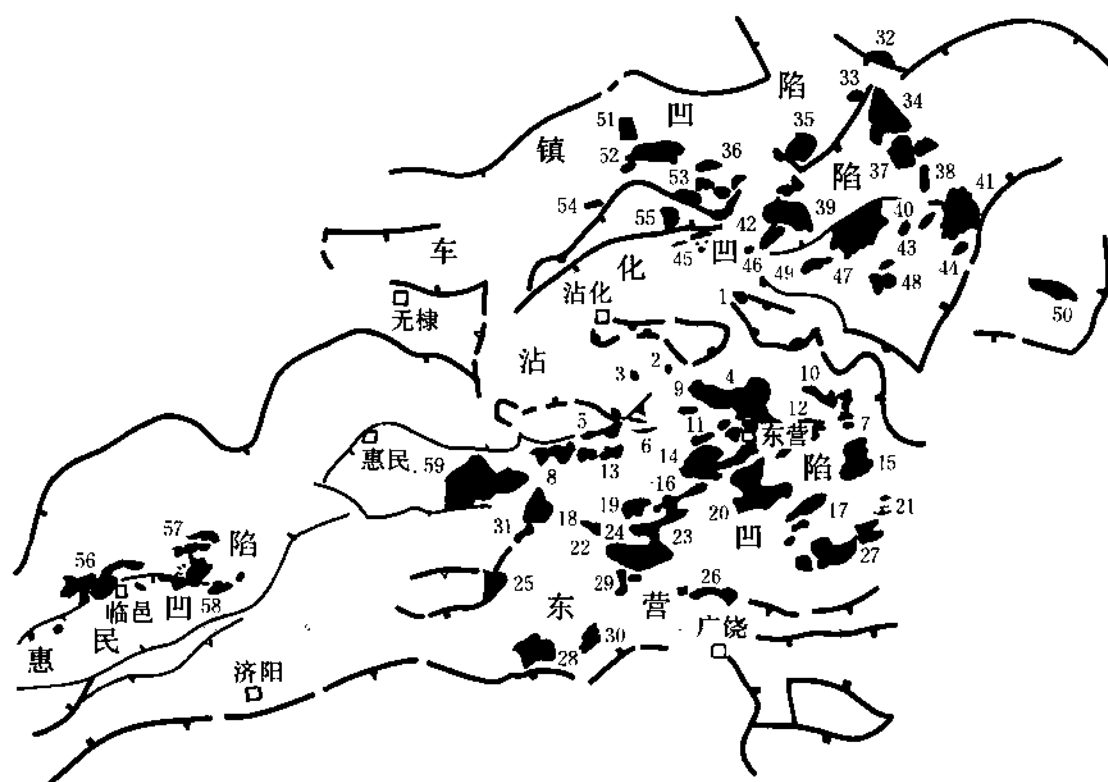


图 1-11-1 济阳坳陷油气田分布图

(图中数字为油气田序号，其所代表油气田见表 1-11-1)

第一节　高含水整装大油田

以胜坨油气田为代表，连同广利、王家岗共三个油气田。它们所拥有的储量占总可采储量的25.8%。

一、胜坨油气田

胜坨油气田位于山东省垦利县境内，地面海拔7～8米。1963年开始勘探，1964年6月坨1井及坨7井分别在坨庄、胜利村构造上的沙二段中获高产油流，日产油分别为396吨和361吨。

至1988年底，全油田累计钻井1835口，总进尺408.39万米，其中取芯井106口、进尺为15170.03米，收获率81.63%，岩芯长12383.38米，其中油砂长2562.64米。

（一）油田构造

油田位于东营凹陷北部，坨庄—胜利村—永安二级构造带中段，是由东西两个高点（被断层复杂化）组成的背斜构造。胜利村—坨庄构造为同生断层作用下（还包括塑性层拱张作用）形成的逆牵引背斜构造。以沙二段顶部红色泥岩标志层为准，构造轴向近东西向，长15公里，东宽西窄呈葫芦状，东部宽7.5公里，西部宽4公里；两构造高点间以狭窄的鞍部相连接；闭合面积70余平方公里，闭合幅度东高点为170～235米，西高点为160米；前者顶部海拔较后者高50～70米。在构造范围内共发现断层58条，落差最大者可达500米，小者仅数十米至几米，均为正断层。具有分隔作用的断层12条，其中东西向的三条，北东—南西向的四条，近南北向的五条；并将油田切割成8个含油断块，即一区（坨庄构造），二区（胜利村构造西南部分），三区（胜利村构造东部及北部的坨11南、坨11北、坨7、坨30、坨28、坨21断块），其中以一、二区含油面积大，且较完整，三区各断块被小断层复杂化，较破碎（图1-11-2、图1-11-3）。

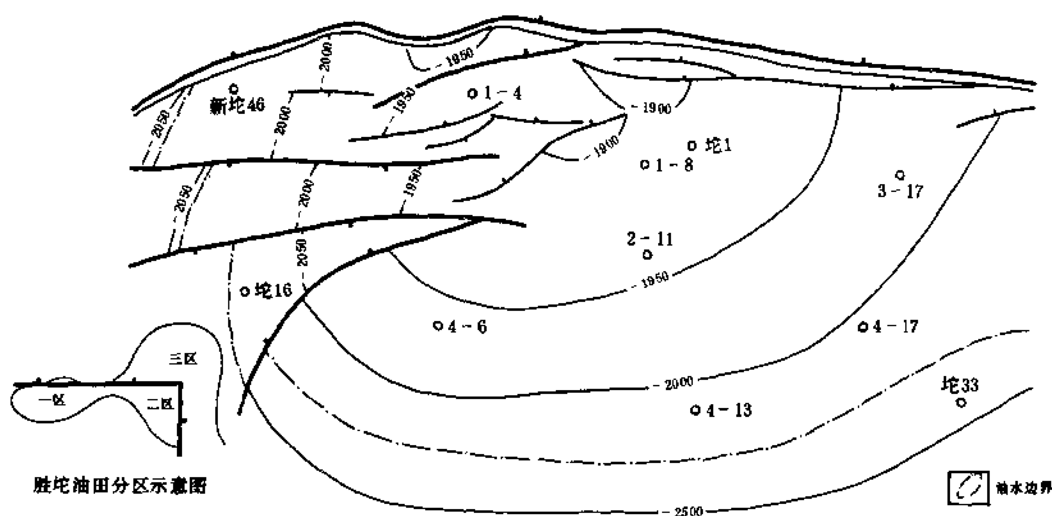


图1-11-2　胜坨油田西部一区沙二段顶面构造图

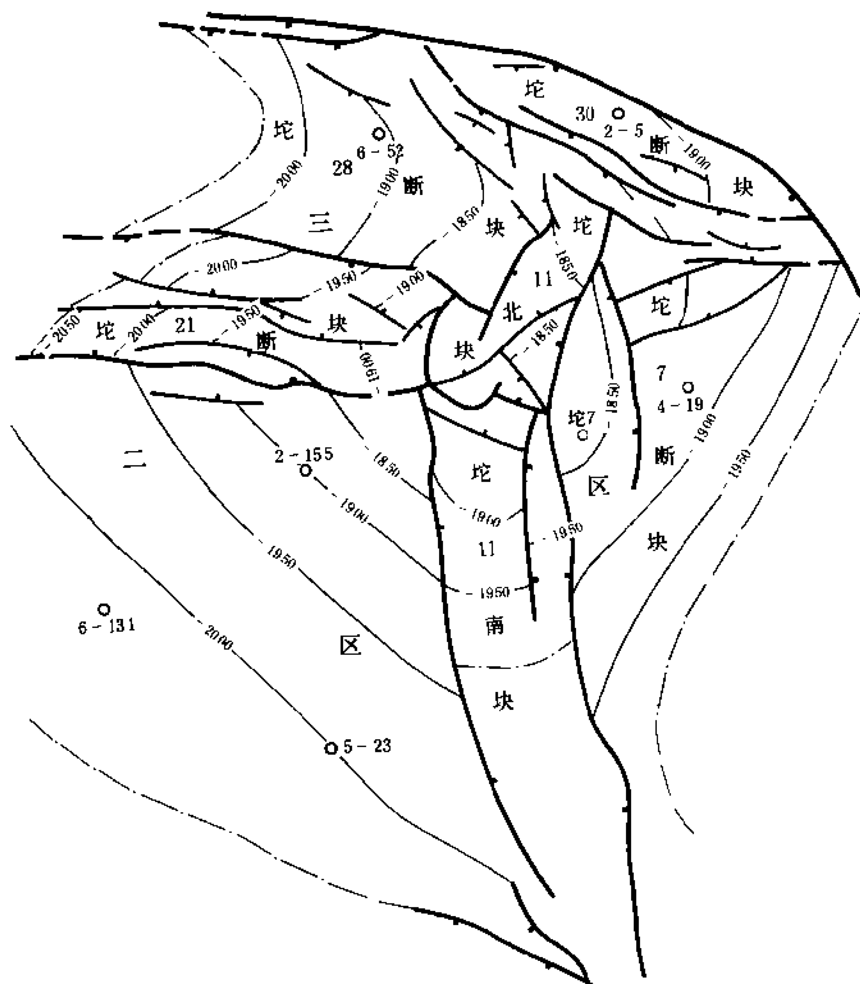


图 1-11-3　胜坨油田东部二、三区沙二段顶面构造图

(二) 油藏与油层

油藏类型主要为背斜构造层状油藏及块状油藏，也有少量由透镜状砂岩组成的岩性—构造油藏。由于油源丰富，充满系数大，差不多在整个闭合幅度内均充满油。沙二段充满系数为0.8～1.0，两高点间的鞍部也有油。油田东部与东辛油田的营8断块、西北部与宁海油田连成一片。由于断层的分割及每组油层上覆的较厚泥岩具有盖层作用，使该油田由多个油藏组成，垂向上有多个油水界面；油水界面大体随油层埋藏深度加大而加深。如二区东二段第一砂层组（Ed_2^1）油水界面为1435米，至东三段第五砂层组（Ed_3^5）为1710米，沙一段第一砂层组（Es_1^1）为1775米，沙二段第一砂层组（Es_2^1）为2059米。在横向上一区与二区之间无断层封隔，具统一的油水界面。即同一砂层组油水界面相近，可供对比的沙二段1～4砂层组（Es_2^{1-4}）的油水界面约在2050～2070米间。三区同一砂层组的油水界面较一、二区高出30～75米。

油田内含油层组多，分布井段长，有六套具工业价值的含油气层系，自上而下为：明化

镇组气层、馆陶组油气层、东营组油气层、沙一段油气层、沙二段油层及沙三段油层。其中明化镇组及馆陶组油气层主要分布于三区；东营组及沙一段油层主要分布于二、三区；沙二段为最主要的油层，分布于全油田。除沙一段有生物灰岩、针孔灰岩储集层外，其余均为砂岩储集层。

油层分布深度在970～2960米，井段长达1990米。油层层数多、厚度大，一般每口井有油层20～30层，最多为57层（3-4-6井）；厚度一般在60～80米，最厚达196.2米（3-4-6井），厚度大于60米的井约占30%。平均有效厚度东营组为17.9米，沙一段为7.1米，沙二段为33.1米，全油田平均41.3米。由于油层厚度大，油田单位面积储量也大。

（三）油气水性质

原油为重质稠油，粘度较大。原油地下粘度最低值为3毫帕秒，最高达196毫帕秒；地面粘度最低为10.6毫帕秒，最高达5135毫帕秒。原油地面相对密度最低为0.86，最高达0.96，一般在0.88以上。天然气以甲烷为主，重烃含量低。明化镇组、馆陶组和东营组全为干气，甲烷含量大于93%。沙河街组伴生气的甲烷含量略有减低，重烃部分增加，并含少量二氧化碳气（表1-11-3）。

油田水矿化度较高，有$CaCl_2$、$MgCl_2$及$NaHCO_3$三种类型；明化镇组为Na_2SO_4型。总矿化度自上而下有增高趋势，Na／Cl比自上向下减小。平面上水型有变化，沙二上在西部一区为$NaHCO_3$型，向东至二区主要为$MgCl_2$型，再向东至三区全为$CaCl_2$型（表1-11-4）。

表1-11-3 胜坨油田天然气组分数据表

项目＼层位	明化镇	馆陶组	东营组	沙一段	沙二段
相对密度	0.567	0.579	0.57～0.59	0.57～0.75	0.57～0.78
甲烷(%)	95～98	93～94	94～98	81～97	81～96
重烃(%)	0～0.2	0	0～1.11	1.6～18.1	3.7～17.3
CO_2(%)			0.7～1.4	0.3～1.7	0.2～2.1

表1-11-4 胜坨油田水类型、水质表

项目＼层位	明化镇组	馆陶组	东营组	沙一段			沙二段						沙三段
				一区	二区	三区	上油组			下油组			
							一区	二区	三区	一区	二区	三区	
水型	$NaSO_4$ $CaCl_2$（少）	$CaCl_2$	主要$CaCl_2$ $NaHCO_3$（少）	$NaHCO_3$	$CaCl_2$ $MgCl_2$（少）	$CaCl_2$ $MgCl_2$（少）	$NaHCO_3$	$MgCl_2$ $CaCl_2$（少） $NaHCO_3$（少）	$CaCl_2$		$CaCl_2$ $NaHCO_3$（少）	$CaCl_2$	
总矿化度(mg／l)	4300／19000	11987	5749／27600	12000／24800	9915／21000	11600／15000	11000／15000	11000／25000	15000／28000		13000／30000 个别5000	3000／50000	21500／148900
Na／Cl				1.02／1.03	1.01／<1	<1	1.02	0.97／1.01	0.97		0.97	0.89／0.91	0.6±

除明化镇组外，其它油层组均处于良好的封闭环境，水不断浓缩，矿化度随地层时代变老而增高。

(四) 油田压力与驱动类型

压力系数在 1～1.02，为正常压力油藏，饱和压力低。沙二段原始地层压力为 16.7～23.0 兆帕，饱和压力为 9.92～16.66 兆帕，普遍大于 8.0 兆帕，加以原始油气比低，一般为 17.4～82.2 立方米／吨，保持油井自喷开采比较困难，主要为抽油开采。

边水弹性能量小，除一区南部、二区西南部、三区坨 7 断块东部各油层与外围水体接触外，由于断层分割，其它区块均为封闭或半封闭状态。现知一区沙二段 4～6 砂层组和二区沙一段边水活跃，其余大部分油层边水不活跃，弹性能量小。

(五) 储集层特征

该区储集层以河流、三角洲相为主，物性优良，具以下特点：

油层物性好，孔隙度及渗透率高。油层主要为泥质胶结，较疏松，多为孔隙—接触式胶结，并有支撑结构；孔隙度变化范围为 26%～34.8%，大体上地层愈新孔隙度愈高，沙一段以上油层孔隙度均在 30%以上，沙二段为 26%～31%，普遍大于 28%，变化不大；渗透率高，层组平均渗透率普遍在 1000×10^{-3} 二次方微米以上，最高达 20600×10^{-3} 二次方微米。沙二段渗透率自上而下逐渐减少，1～7 砂层组平均渗透率为 4418×10^{-3} 二次方微米，3 砂层组最高为 6463×10^{-3} 二次方微米，5 砂层组最低为 2511×10^{-3} 二次方微米，8～14 砂层组平均渗透率为 1152×10^{-3} 二次方微米(最高达 1496×10^{-3} 二次方微米，最低为 249×10^{-3} 二次方微米)。从砂体类型比较，以沙二$^{2-3}$●辫状河砂体渗透率最高，平均在 6000×10^{-3} 二次方微米左右；其次为沙二^{4} 分流河道砂，平均渗透率 4180×10^{-3} 二次方微米；沙二^{1} 席状砂渗透率也较高，为 3857×10^{-3} 二次方微米。三角洲前缘砂体的渗透率以水下沙堤、湖滩砂较高，河口坝较低。油层非均质性比较明显，油层一般由 2～3 种不同粒级的砂岩组成，最多可达五种，横向变化大；在砂体核心部分渗透率高，向边缘降低；砂层组平均渗透率级差为 1.92～3.2，突进系数最小为 3.94（沙二^{4}），其余的普遍在 10 以上；按分区比较以二区最好，三区最差。

(六) 油田开发简况

根据“长期、稳定、高产”的开发方针，于 1966 年 6 月至 1970 年 5 月，对沙二段油层全面投入注水开发。该阶段全油田总井数 361 口，其中采油井 289 口，注水井 72 口，基本建成年产 250 万吨生产能力。井距 500～600 米，排距 500～750 米，注水井距为 330 米（表 1-11-5）。

虽然实现了早期注水，但因合层开采，配产配注不严格，注采关系不协调，出现见水快，含水上升快、产量递减快的三快现象。无水采油期一般为 100～200 天。

为了满足国家的需要，于 1970 年 6 月～1974 年 12 月先后进行了两次调整，要求把采油速度提高到 2%，为此进一步合理细分开发层系，如将二区沙二段原上、下油组两套层系细分为 8 套层系开发；对部分单井储量控制过大的地区适当补钻加密井，如对一区沙二$^{1-3}$ 和沙二$^{4-6}$ 等补钻了加密井，投产部分新层系；将二区东营组、沙一段、三区沙一段投入开发，对部分开发单元调整了注采系统。两次调整共钻井 367 口，至 1974 年 10 月，累计建成 550 万吨生产能力。由于生产水平和采油速度均有较大的提高，但注水工作跟不上，月

●砂层组——下同。

注采比下降，油层压力继续下降，分单元总压降达 3.0～5.0 兆帕，由于压力低于自喷能力，油井相继停喷，油田基本上全面转为抽油开采，使抽油井占生产井总数的 88.6%。

表 1-11-5 胜坨油田开发数据表

<table>
<tr><th rowspan="2">分区</th><th rowspan="2">油组</th><th rowspan="2">井 距 (m)</th><th rowspan="2">注水方式</th><th colspan="2">共计井数(口)</th></tr>
<tr><th>生产井</th><th>注水井</th></tr>
<tr><td>一</td><td>1～6
砂层组</td><td>井距 600
排距 600～700</td><td>3 排腰部环状注水</td><td>23</td><td>9</td></tr>
<tr><td rowspan="2">二</td><td>上油层</td><td>井距 {5排以内500；5排以外800～1000}
排距 500～750</td><td>4 排腰部注水
2.6 排间隔一口井注水</td><td>45</td><td>22</td></tr>
<tr><td>下油层</td><td>排距 500，注水井距 330
生产井距 500，边部 4 排井距为 1000</td><td>2 排腰部注水</td><td>26</td><td>8</td></tr>
<tr><td rowspan="2">三</td><td>上油组</td><td>500 均匀井网</td><td>8 个断块，坨 7、坨 28 为腰部切割注水，其余六个断块均为点状面积注水</td><td colspan="2" rowspan="2">157
(未定井别)</td></tr>
<tr><td>下油组</td><td>500 均匀井网</td><td>8 个断块全为点状面积注水</td></tr>
</table>

在采油速度达到一定程度以后，高产不稳的矛盾比较突出；老井产量年综合递减 7%～12%，自然递减 30%左右。为了维持高产稳产加强注水增加水驱储量，月注采比由 0.46 提高到 0.8，水驱储量由 77.2%增加到 98%；对层间潜力较大的坨 30 断块沙二下油组，由一套细分为四套（沙二$^{7-8}$、沙二^{9}、沙二^{10}、沙二$^{11-12}$）；部分开发单元钻调整井；采取下大泵、卡堵高含水层、自喷井放大压差、查层补孔、转换生产层系等各项增产措施，平均年增产 71.8 万吨，弥补了递减，连续四年产量保持在 600 万吨以上。

从 1980 年 1 月起至 1985 年，为中速稳产开发阶段，油田综合含水已高于 70%，进入高含水期。含水上升快，产液量的增长不能弥补含水上升所造成的产能下降，原油产量递减比较严重。为了减少产量递减，继续对局部区块的层系和注采系统进行调整，并采取卡堵高含水层、零星转换层系、改善层间动用状况等挖潜措施，使油田采油速度保持在一定水平上，年产量保持在 440 万吨以上。

1986～1988 年，由于油田含水高于 80%、含水上升快、地层能量不足、自然递减大、原有井网已不能适应稳产的需要，因此对胜一、二、三区 26 个单元进行了全面的整体调整；新动用胜三区东营组储量，建成年产能力 5 万吨，共钻新井 566 口，投产油井 542 口，投转注 327 口井。

1989 年生产原油 465 万吨，年注水量为 3584 万立方米。全年的油田生产形势可分为控制含水上升，消耗地层能量开采，产量基本稳定；和强化注水提液，含水上升速度加快，产量综合递减加大两个阶段。投产各类新井 93 口，其中油井 62 口，注水井 31 口。实施以下电泵、大泵提液为主的增油措施 729 井次，增液有效 453 井次，水井作业措施 695 井次。对 25 个开发单元进行了以协调平面和层间注采关系，提高油井产液能力和地层压力为主要内容的注采调整工作，共编制注采调整方案 27 个，减缓了油田递减。在 5 个开发单元进行了四项开发试验，即脉冲注水试验（二区 7^{4}～8^{1}、二区 8^{3-5}）、整体堵水调配试验（一区 2^{4}

层)、强注强采试验（坨 28 块 1—3）及强化注水恢复油层能量试验（二区 9—10），各类试验都获得了初步效果，并取得了一些认识。

1990 年生产原油 443 万吨。主要开发工作有以下几项：①加强注采调整工作，实施了整体注采调整方案 24 个，增强了油田稳产基础；②强化了油田注水，日注水平大幅度提高；③大搞油井增产挖潜措施，实施老井挖潜措施 910 井次，年增油 55 万吨；④投产油井 32 口，注水井 35 口，尽力完善井网，增加油田生产能力；⑤开展了未解释层、未动用层潜力评价及挖潜工作，年增油 7.4 万吨；⑥进行了两项开发先导性试验，一是胜二区沙二段 3 砂层组颗粒型、冻胶性封、堵、驱相结合的封堵大孔道试验；二是胜一区沙二 2^4 层的廉价型膨润土堵水试验。两项试验的前期准备工作已基本作完；⑦较好地完成了动态监测任务。

至 1990 年 12 月底，全油田共有油水井 1944 口，其中油井 1228 口，注水井 669 口。注采井数比为 1∶1.84。1990 年 12 月，油井开井 1094 口，日产油水平 1.22 万吨，日产液水平 13.94 万吨，平均单井日产油 11.2 吨，平均单井日产液 127.5 吨，综合含水 91.2%，综合油气比每吨 54 立方米，累积产油 11047 万吨，累积产水 29071 万立方米；注水井开井 590 口，日注水平 13.03 万立方米，平均单井日注 221 立方米，月注采比 0.94，累积注采比 0.80，自然递减 14.81%，综合递减 2.38%。

二、广利油田

油田位于山东省东营市东营区，濒临莱州湾，地面海拔 1.5～2.7 米。1963 年 11 月钻探辛 4 井，在沙四段高压盐水层循环泥浆发现天然气气泡。1966 年，在辛 4 井东南方约 2 公里的辛 22 井，于沙四段上部油页岩层段内发现 4 层 10.2 米油层，用 10 毫米油嘴测试，日产原油 70 吨。至 1988 年底油田境内共钻井 313 口，总进尺 86.02 万米，取芯井 11 口，进尺 635.36 米，岩芯长 525.79 米（其中油砂长 75.3 米），收获率 82.8%。

（一）油田构造

油田的区域构造位置在东营凹陷中央隆起带东部，东邻青（坨子）南洼陷，西为牛庄洼陷，南与王家岗油田以鞍状向斜相连，北与永安镇油田由若干断层分隔。

广利油田为两翼接近对称的鼻状构造，轴向近南北，长约 7 公里，宽约 7.5 公里，西倾 6°～12°，东倾 4°～12°，南倾 2°～7°。

全区共有大小断层 43 条，均为正断层，分为北东、北西及近东西向三组断裂系统。主断层为北东向及北西向，断距 8～416 米，一般 50～150 米，断层面倾角 30°～60°，一般 45°～55°，大体上部陡，向下变缓。

由于油层上下均有厚达 300～500 余米的巨厚泥岩层，大部分断层的断距均小于 200 米，断层两侧油层均与泥岩接触，封闭条件良好。全油田受断层切割成 39 个断块，经钻探约有 70%的断块有油层。

各含油断块大小悬殊，最大的莱 1 断块面积为 14.3 平方公里，最小的莱 35、辛 22 断块仅 0.2 平方公里。断块虽多，但储量集中，莱 1、莱 36 和莱 38 三个主要断块的储量占总储量的 90%（图 1-11-4）。

（二）油藏与油层

广利油田南倾鼻状构造上有一系列北倾反向断层，这些断层起分割和遮挡双重作用、组成断层遮挡的断块构造油藏，可分为两种：

1. 断层遮挡的层状构造油藏

这类油藏又可分为有边水的（开启型）断块油藏，如莱 1、36、37、38、38—7 及莱 39

等断块，其特点是构造相对简单，至少有一面无断层与边水相连。无边水的（封闭型）断块油藏，如莱 21、23、24、25、27 及莱 38—6 等断块，其特点是四周全被断层切割，无边水，构造复杂，面积很小。

沙四段顶面构造图

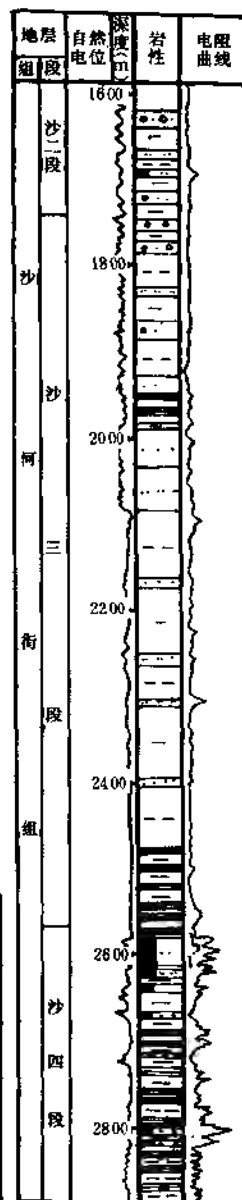


图 1-11-4　广利油田综合图

2. 断层遮挡的块状构造油藏

如莱 27 断块，沙三下厚层块状砂岩顶部含油，其下为底水。油藏主要为弹性水驱，油

积水下扇沉积砂体四周被厚层泥岩包围，分布范围有限。钻井资料证实，在莱1断块南约5公里的莱32、2等井，砂层已全部尖灭，说明水体很小，为低饱和油藏。原始地层压力为26.0～26.5兆帕，压力系数1.03，接近静水柱压力，饱和压力为6.41～7.28兆帕，地饱压差接近20.0兆帕。无统一油水界面，一般来讲封闭型断块的油水界面较高，约2500～2600米；开启型的较低，约为2600～2700米（表1-11-6）。油层温度较高，为87～109℃，地温梯度为3.3～4.1℃／100米。

表1-11-6　广利油层油水界面数据表

油藏类型		有边水井深(开启型)(m)						无边水井深(封闭型)(m)						
断块名称		莱1	莱37	莱36	莱38-7	莱38	莱39	莱21	莱23	莱38-6	莱25	莱24	莱27	辛22
油水界面	沙四^1	2705	2701	2680	2685	2708	2705	2526	2554 满块含油	2569	2547	2520	2605	2539
	沙四^2	2660	2684	2605～2670	2684	2700						2532		
	沙四^3	2657～2670		2645		2625						2570		

油田有沙二段、沙三上、沙三中、沙四上和沙四下五套含油层系，除沙四上广利油层外，其余四套虽获工业油流，但均为零星分布，又无取芯资料，了解不多。

沙四上油层是主要开发油层，埋藏深度2500～2650米，自上而下分为三个砂层组，各砂层组间有5～10米厚的稳定泥岩分隔，油层成组性强，易于对比。各砂层组简况见表1-11-7。

表1-11-7　广利油层简况表

砂层组	小层数	主力小层	油层厚度(m)			占储量(%)	分布
			一般	最大	有效		
沙四^1	5	1^1、1^2、1^3	10～20	45.2	10～13	70	主要分布在油田东南部
沙四^2	8	2^5			5.3～9.6	20	东部厚、南部薄
沙四^3						0.9	西部最厚达35.8m

沙四^{3}仅分布在构造高部，如莱21、莱4-1井有油层，其它地区全为水层。

（三）储集层特征

油层物性较好，产能高，沙四上广利油层孔隙度平均值23.1%～25.8%，变化不大；渗透率最低仅0.001×10^{-3}二次方微米，最高可达20850×10^{-3}二次方微米，沙四^{1}平均860×10^{-3}二次方微米，沙四^{2}平均1076×10^{-3}二次方微米。

油层初期产能高，采油指数为0.1～0.5吨／日·兆帕米。

油层非均质显著，油层内的水道沉积亚相和水道间沉积亚相有较大差别。前者粒度较粗，胶结物含量较少，平均渗透率较高，为1415×10^{-3}二次方微米，后者粒度较细，胶结

物含量高，平均渗透率为 356×10^{-3} 二次方微米，二者相差近四倍。

水道砂层内非均质显著，以沙四^{1}为例，莱 41 井砂层下部 3.1 米砾状砂岩段平均渗透率高达 6715×10^{-3} 二次方微米，顶部 2 米粉砂岩平均渗透率仅 177×10^{-3} 二次方微米，突进系数为 37.9；水道间沉积相对较好，如莱 19 井沙四^{1}下部 1.4 米含砾砂岩，平均渗透率为 1889×10^{-3} 二次方微米，上部 1 米粉砂岩平均渗透率 157×10^{-3} 二次方微米，突进系数为 12（表 1-11-8）。

含油饱和度较低，据密闭取芯资料，沙四^{1}为 64.7%，沙四^{2}为 65.5%，储量计算选值 60%。

表 1-11-8　广利油层不同沉积亚相物性数据表

亚相	井号	孔隙度 (%)		渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)		灰质含量 (%)		泥质含量 (%)		粒度中值 (mm)		分选系数	
		样品数	平均值	样品数	平均值	样品数	平均值	样品数	平均值	样品数	平均值	样品数	平均值
水道	莱 41	54	25.2	46	1795	16	0.93	26	3.85	26	0.260	26	1.54
	莱 1—检 2	57	25.2	55	1097	25	1.63	57	5.17	57	0.216	57	1.54
	合计	111	25.2	101	1415	41	1.36	83	4.76	83	0.230	83	1.54
水道间	莱 38—8	135	25.0	115	229	39	3.12	65	7.20	65	0.102	65	1.54
	莱 1—213	28	23.6	28	303	13	4.21	17	6.80	17	0.123	17	1.43
	莱 1—9	103	25.6	102	557	27	2.72	43	5.00	43	0.173	43	1.47
	莱 1—检 1	36	24.8	36	437			18	6.64	18	0.137	18	1.44
	合计	302	25.0	301	356	79	3.16	143	6.42	143	0.124	143	1.49

油层润湿性为亲水型。

（四）油气水性质

1. 原油性质

沙四上广利油层原油性质较好，地面原油相对密度<0.9，粘度<100 毫帕秒；沙二、沙三段原油性质较差，相对密度大于 0.9，粘度在 100 毫帕秒以上（表 1-11-9）。

表 1-11-9　广利油田原油相对密度、粘度数据表

层位 / 原油性质	沙四上广利油层		沙三段	沙二段
	变化范围	一般		
地面相对密度	0.869～0.946	0.88～0.89	0.9105	0.916～0.925
地面粘度 (mPa·s)	17.6～682	30～96	239	99.3～366

沙四上广利油层在平面上高部位原油性质较好，向低部位变差，各断块均是如此。以莱 1 断块为例，可明显看出这种变化（表 1-11-10）。

表 1-11-10 广利油田沙四原油性质平面变化表

井 号	莱 20	莱 17	莱 1—9	莱 1—13	莱 9	莱 1—22	莱 1—16
地面相对密度	0.877	0.879	0.883	0.888	0.890	0.903	0.911
地面粘度 (mPa · s)	25.6	28	26.7	42.3	42.3	103	163
构造部位	高						低

原油含蜡量高，为 15.1%；凝固点也较高，一般为 35℃；含硫量高，一般大于 1%，最高为 2.75%；属高含蜡、高含硫、高凝固点原油。

2. 油田水性质

油层水均属 $CaCl_2$ 型，矿化度变化较大，大体浅层较低，深层较高。沙二段一般为 20000～40000 毫克／升；沙三段仅永 8 井资料，总矿化度达 253003 毫克／升；沙四纯下仅莱 18 井资料，总矿化度为 184950 毫克／升；沙四上广利油层为 15614～118700 毫克／升，大部为 $CaCl_2$ 型，个别为 $MgCl_2$ 型和 $NaHCO_3$ 型。据 25 口井的水分析资料，广利油层总矿化度大于 10 万毫克／升的井有莱 14、莱 23、莱 38—7、莱 55 等 4 口。以这 4 口井为中心，向南和向北两侧均逐渐减小至 5 万毫克／升以下。

(五) 油田开发简况

广利油田自 1974 年投入开发以来，根据不同开发方式，可分为三个阶段:

1. 天然能量开发阶段（1974 年 4 月～1976 年 2 月）

该阶段初期有 7 口井投产，日产能力 631 吨，单井日产 90 吨，至末期投产井 26 口（开井 24 口），日产能力 1192 吨，单井日产 49.6 吨，综合含水 5.2%。累计产油 45.21 万吨，含水上升率 3.67%。

动态特点是初期产能高，但压力下降快，因而产量递减快。如莱 1 断块初期 4 口井（莱 1、1—3、17、20），平均油嘴 7.5 毫米，1974 年 4 月至 1975 年 5 月，日产量由 360 吨下降到 190 吨，平均月递减 3.68%。1976 年 2 月油田总压降 4.41 兆帕，平均每采出 1%地质储量压力下降 3.26 兆帕。除新投产的莱 1—4 等 4 口井自喷外，其余大部分井均转为抽油。

2. 注水开发阶段（1976 年 3 月～1979 年 12 月）

此阶段累计产油 249.12 万吨，综合含水由 6.1%上升到 50.6%，阶段上升 44.5%，含水上升率 5.97%，有以下动态特点:

1）注水见效快，压力回升，产量上升，为 700 米稀井网，注水 60～90 天后一线油井即见效。如莱 1 断块 1976 年 3 月注水，日注 585 立方米，井组注采比 1.0，至 6 月份，12 口一线井有 6 口产量明显上升，平均单井日产由 47 吨上升到 69 吨，平均动液面由 400 米上升到 200 米。平均总压降由 3.90 兆帕回升到 3.58 兆帕 1979 年 12 月，油田平均总压降由注水前的 4.41 兆帕，回升到 3.38 兆帕，回升了 1.03 兆帕。

2）油井见水快，含水上升快，产量递减也快。1977 年 7 月，产量最高日产达 2041 吨（开井 50 口），综合含水 20.8%，但因注水水源不足，注采井网长期不完善，造成平面和层间矛盾突出，单向水串严重，油井含水上升快，产量下降。至 1979 年 12 月，综合含水达 50.6%，其中莱 1 断块最突出，阶段含水上升 51.6%，含水上升率高达 8%；产能平均月递

减 2.2%。

3. 连续加密井网，产量不断增加阶段（1980～1985 年）

这一时期共钻井 89 口，老井转注 17 口，投产井数由 50 口增至 136 口。平均井距由 750 米降至 380 米，注水方式由反九点调整为四点法和五点法。老井采取补孔、改层措施，又采用水力泵、电泵等新工艺，起到了降水增油的作用，使油田处于全面水驱。年产油量由原来的 50.14 万吨逐年上升，至 1985 年达 115.3 万吨（历史最高水平）。采油速度明显提高。但由于注水工程注采系统不配套，在油田进入高含水开采后，提液注水工艺不配套；注采比由 1980 年的 1.0 逐步下降到 0.75，地层总压降高达 6.1 兆帕，使 1985 年以后的生产逐步出现被动局面（含水由 1985 年的 62.7%升至 1988 年的 86.5%）。

4. 产量下降，注采调整阶段（1986～1988 年）

这三年，主要对莱 1 断块中部进行加密调整，加强注水，开展以提水、协调注采关系为主的注采调整。这一时期共钻新井 34 口，投产新井、投转注井各 28 口；配合其它工艺措施，使该油田储量动用及水驱状况更趋完善好转，地层压力不断恢复（总压降由 0.64 兆帕降至 0.54 兆帕）。

1989 年未做大的层系井网调整工作，只在部分单元新钻了少量补充完善井。全油田全年共投产 12 口井，主要集中在莱 38 断块（投产 10 口井）全油田新井年产油 3.79 万吨。由于含水的上升，采油指数由 3.46（1988 年）下降到 2.89 吨／日·兆帕·米，而生产压差由 4.07 上升到 4.2 兆帕，不能满足稳产要求（按测算生产压差应放大到 4.26 兆帕）。致使 1989 年油田产量递减，年自然递减由 1988 年 15.36%增加到 19.78%，综合递减由 8.64%上升到 15.36%。

1990 年，油田进行了钻井完善井网及注采调整工作。实施了莱 38 断块加密完善开发井网综合调整方案。1990 年完钻 24 口井，其中生产井 10 口，注水井 14 口，投产 25 口，其中又转注 10 口。并在其它断块新钻完善井 11 口，投产 7 口。实施莱 1 块整体提液和莱 27 块间歇注水试验方案。通过井网加密综合调整和注采的调整，油田开发形势明显转好，主要表现为:

1）油田含水上升得到有效控制。1989 年与 1990 年对比，整个油田综合含水由 89.4%上升到 90.4%，含水上升率由 1989 年 5.11%下降至 0.63%，下降 4.48%。

2）日产水平提高，自然递减、综合递减显著减小。1989 年与 1990 年对比，年产油由 59.4 万吨上升到 63.3 万吨，增加 3.9 万吨，日产水平由 1628 吨上升到 1736 吨，上升 108 吨；主要是莱 38 单元综合调整，使得日产水平上升 166 吨。油田递减显著减小，自然递减由 1989 年的 19.78%下降到 18.6%，下降 1.18%；综合递减由上年 15.36%下降到 5.34%，下降 10.02%。

3）井网逐步完善，可采储量预计有所增加。通过综合调整，莱 27、莱 38、莱 36 单元已达合理井网密度，只莱 1 块还未达到。油水井比由上年 1.3：1 提高到 1.25：1，注采对应率提高 30.7%。可采储量有所增加。从油田驱替特征曲线看出，直线段斜率变小，采收率提高了 4.8%。为特高含水期老油田稳产打下了基础。

截止 1990 年 12 月，全油田有生产井 177 口，注水井 127 口。生产井开井 155 口，日产水平 1650 吨，综合含水 90.4%，累积产油 1150.78 万吨。注水井开井 113 口，日注水量 19865m^3，累积注水 4628.07 万方，月注采比 1.06，累积注采比 0.97，油层平均压降 4.07 兆帕，平均动液面 395.6 米。

三、王家岗油田

油田位于山东省东营市东营区境内，地面海拔 3.5～4.5 米。1974 年 8 月，通 61 井沙二至沙三上钻遇油层 33 层 95.7 米，经测试日产油 1257 吨，天然气 16758 立方米。至 1988 年底，油田内共钻井 160 口，总进尺 38.75 万米，取芯井 10 口，进尺 1623.39 米，岩芯长 1381.60 米（其中油砂长 70.66 米），收获率 85.10%。

（一）油田构造

油田的区域构造位置，在东营凹陷南斜坡东部，即王家岗—陈家桥断阶构造带上。该区第三系发育完整，东营组以上地层厚 1500～1700 米，一般探井仅在沙三段完钻，只有少数井钻遇沙四段；最深的王 9 井在井深 3250 米才钻遇沙四下（未穿）。

该油田在沙四段沉积时期，是一个北东走向的大型古鼻状构造，沙三中段沉积末期发育完善，面积也比较大；后期断层将该构造逐渐解体分割为四个台阶，形成四个次一级的鼻状圈闭；四个台阶自北向南是通 61、王 14、通 10、王 17。其中以通 61 断块区含油情况最好。

通 61 断块区是一个受弧形大断层控制的逆牵引短轴背斜，被一组近北东向的断层切割成 5 个小断块，即王 3、王 43、通 61、通 61—11、王 4 五个断块；其中主要含油断块通 61 断块，是一个狭长的地垒，长约 2.5 公里，宽 0.5～1.5 公里，闭合高度 40 米左右；和王 3 断块组成半个背斜，向西北倾，东南抬高。地垒向西部扩大、平缓、倾角 1.5°～3°；东部狭窄，较陡，倾角约 6°。另外半个背斜为通 61—11、王 43、王 4 断块所组成，王 43 地垒高部位在通 61—13 一带，这半个背斜也具有西翼缓，东翼陡的特点（图 1–11–5）。

（二）油藏与油层

王家岗油田是一个具有多套含油层系的油田，通 61—王 43 断块是受构造控制的构造油藏（沙一、沙二和沙三上）和受有利岩相带控制的岩性油藏（沙三中），具有油层多，单层厚度薄的特点。通 61 断块区沙二—沙三上的含油井段可划分为 8 个砂层组。各含油断块均有多套油水系统，油水关系复杂，每套油水系统油藏高度均小于 50 米，油藏绝大部分面积都分布在油水过渡区，几乎没有纯油区。沙一段油水界面深度为 1743 米，沙二^{4}为 1944 米，沙二^{5}为 2010 米，沙二^{7}为 2100 米，沙二^{8}为 2120 米。

油藏主要为天然能量驱动，边水较活跃，油井见水快，无水采收率只有 1%。为低饱和油藏，原始饱和压力 2.35～2.69 兆帕，地饱压差 17.14～18.28 兆帕。

油层特点为油层多，总厚度大，储量相对集中，主要含油层系为沙二、沙三上，共分 8 个砂层组，48 个小层，其中含油的有 32 个小层。沙二、沙三上平均油层厚度 48 米，构造高部位可达 80～100 米；主力砂层组为第 5、7 两个，占总砂层组地质储量的 79.27%；储量比较集中。

（三）储集层特征

油层物性好，渗透率高，但非均质性显著。根据通 61—1 井岩芯分析，沙二—沙三上渗透率一般为 400×10^{-3}～10000×10^{-3} 二次方微米之间；根据压力恢复曲线计算，油层有效渗透率为 600×10^{-3}～3200×10^{-3} 二次方微米，油层的孔隙度一般在 25～30%之间。

同一小层内渗透率差别很大，如 5^{7} 小层，最高渗透率 13800×10^{-3} 二次方微米，最低仅 500×10^{-3} 二次方微米，相差近 28 倍。

通 61 断块沙二—沙三上储集层物性见表 1–11–11。

从岩芯分析可以看出，孔隙度纵向上变化不大，而渗透率变化则比较大，从粒度中值与

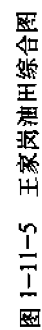


图 1-11-5　王家岗油田综合图

表 1-11-11　通 61 断块 Es_2—$Es_3^{上}$ 储集层物性表

砂 层 组	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu m^2$)	孔隙度 (%)	分选系数	粒度中值 (mm)
1	3730	26.5	2.02	0.33
3	4320	30.9	1.40	0.19
4	2960	31.0	1.39	0.15
5	4260	29.9	1.64	0.33
6	340	28.1	1.23	0.14
7	2000	27.8	1.49	0.23

渗透率关系图看出，粒度中值大，渗透率就高，粒度中值一般 0.18～0.33 毫米，渗透率 2000×10^{-3}～4000×10^{-3} 二次方微米。

（四）油气水性质

原油、天然气、地层水性质见表 1-11-12。

地层水矿化度在纵向上随埋藏深度的增加而增高，变化范围为 22768～147552 毫克／升；在平面上基本变化不大，仅王 17 断块相对较低。原油性质由北向南相对密度增大、粘度增高，在北部通 61 断块区，原油相对密度一般为 0.86～0.87，而南部王 17 断块达到 0.95 以上。

（五）油田开发简况

1976 年 4 月开始投入开发，同年 6 月注水，全油田共 5 个开发单元，已有 3 个单元注水，油田一投产即以较高速度采油。

表 1-11-12　王家岗油田油、气、水性质表

项目 / 地区	沙二—沙三上砂层组	地面原油性质					地层水		天然气性质					
		相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	含硫 (%)	总矿化度 (mg／l)	水型	相对密度	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 以上 (%)	N_2 (%)	CO_2 (%)
通 61	1～4	0.875	20.5	22.5		0.35	2250		0.8682	69.48	4.83	12.58	2.15	1.79
	5～6	0.875	21.5	32.5		0.34	2300		0.8875	68.58	4.48	12.82	2.29	1.44
	7^{1-5}	0.87	17.5	32.0		0.34	23597		0.7956	76.81	4.92	9.79	0.91	0.27
	7^{6}～8^{1}	0.875	27.5				23263							
王 43		0.865	19.5	32.6		0.32	2300		0.7978	76.24	5.53	8.76	3.47	1.37
全油田		0.875	21.3	32.5	23	0.34	23072	$MgCl_2$	0.8372	72.28	4.94	10.99	2.21	1.22

1976 年 4 月～1977 年 3 月，粗分层系、稀井高产开发沙二$^{1\sim4}$和沙二$^{5\sim7}$；6 口生产井平均日产水平 1100 吨，年产油 40 万吨，3 口井注水，日注水 1510 立方米，注采比 0.93。注水方式为内部注水加边外注水，实行油田早期内部注水。

方案实施结果，断块日产水平从 1976 年 5 月的 1174 吨下降到 1977 年 3 月的 996 吨。1976 年年产油 30 万吨，比设计能力低得多。注水井月注采比 0.37，未达到指标。主要问题：一是采油速度高，注采比低（0.3～0.5），地层压力继续下降（总压降从 1.5 兆帕增大至 9.4 兆帕），阶段压降 7.9 兆帕；二是开发层系划分粗，大段合采，层间干扰突出，含水上升快（含水上升率达 7%）。

1977 年 7 月～1979 年 6 月，进行了第一次综合调整。为了更好的发挥主力砂层组的作用，提高油田的年产能力，由原来的两套层系改为三套层系开发，即沙二$^{1\sim4、5\sim6}$及沙二^{7}，设计新钻井 10 口（注水井 3 口，采油井 7 口）。13 口生产井，设计日产能力 1050 吨，年产油 34.65 万吨，注水井 6 口，日注水 1764 立方米，注采比 1.0。

方案实施后，1978 年底通 61 断块日产水平达 1375 吨，年产油 50.2 万吨，超过原方案的 45%，日注水平 2358 立方米，年注水 59.34 万立方米，月注采比 0.94。

通过调整，含水上升率减缓至 3.6%，但注采比低（0.5～0.8），产能不稳（自然递减 6.1%），注采井网不完善，注采关系不协调，边水内侵，注入水窜。

1979 年 7 月以后又进行第二次综合调整。方案设计新钻井 14 口（注水井 3 口，生产井 11 口）。将三套层系改为 1～4、5～6、7^{1-3}、7^{4-5}、7^{6-8}、五套层系开发。设计生产井 21 口，日产水平 1228 吨，年产油 45 万吨，注水井 12 口，日注水 3170 立方米，注采比 1.15。

方案于 1979 年 12 月基本实施完毕，主要指标均达到和超过方案设计指标。1979 年 12 月开井 22 口，日产水平 1867 吨，折算年产 68 万吨，注水井 10 口，日注水平 2720 立方米，月注采比 0.86。

王家岗油田低含水，中高含水及高含水开采阶段的情况，详见表 1-11-13。

表 1-11-13　王家岗油田不同含水阶段开采状况

含水阶段	年度	油井开井数(口)	日产水平		单井平均日产液(t)	综合含水(%)	累计产量		注水井(口)	日注水平(m^3)	累计注水量(10^4m^3)	累计注采比
			液(t)	油(t)			油(10^4t)	水(10^4m^3)				
低含水 0～20%	1974～1976	1～7	1368	1062	195.4	22.9	41.83	5.98	2	762	11.9	0.2
中高含水 20～60%	1977～1981	17～29	2049～4228	1529～1633	120.5～145.8	61.4	309.35	213.94	5～9	1292～2755	342.1	0.58
高含水 >60%	1982～1985 年底	37～57	4245～7498	1614～1664	114.7～131.5	77.8	547.7	759.18	3～9	1917～2207	581.5	0.40

1986～1988 年含水高达 80%以上，为适应该开采阶段的特点，主要对通 61 断块进行整体布井，综合调整，提高供液能力，改善水驱效果。三年共钻新井 38 口，投产新井 29 口，投转注井 17 口。

1989～1990 年进行开发调整，主要做了以下两方面工作。

1）老区综合调整。1989 年，综合调整了通 61 沙二一个开发单元，进行了层系、井网、注采等综合措施的调整，共钻新井 33 口，其中油井 24 口，注水井 9 口，转注井 6 口。

通 61 断块为王家岗油田的主力生产块，调整后，通 61 断块日产油水平由 943 吨增加为

1134 吨，综合含水由 89.3%下降为 87.5%，日注采比由 0.3 增为 0.36，使王家岗油田有了稳产的基础。

2）新区滚动开发。两年内主要对王 4、14、24、70、101、102 等 6 个主要断块的进行滚动开发，共钻新井 105 口，其中油井 95 口，注水井 10 口，已转注水井 5 口。1990 年王 14 断块建成万吨生产能力，初步计算王 70—王 102 新增含油面积 3.0 平方公里。

截至 1990 年 12 月底，王家岗油田共有油井 164 口，注水井 29 口。12 月份开油井 134 口，注水井 22 口，日注水平 3962 立方米，日产油 1554 吨，日产液 9932 立方米；平均单井日产油 11.6 吨，单井日产液 74.1 立方米，综合含水 84.4%。

第二节　稠油疏松砂岩油气田

浅层稠油疏松砂岩油田，包括 70 年代初期投产的孤岛和埕东油田，以及"七五"期间投产的孤东、草桥、八面河、林樊家四个油田，占总可采储量的 27.0%，是已开发油田的重要组成部分。这类油田的主要地质特点是油层埋藏浅（900～1450 米），为河流相正韵律沉积，油层胶结疏松，物性好，空气渗透率一般在 1～3 二次方微米；但非均质程度高，油层平面变化大。原油性质以稠油为主，地下粘度 30～150 毫帕秒；地温梯度高，为 4.2～5.7℃／100 米。

一、孤岛油田

油田位于山东省东营市垦利县黄河入口处。地面海拔一般 3～4 米。1968 年 3 月，钻探了渤 2、4、8、9 四口探井，在上馆陶组上段中见油层。同年 5 月 17 日，在渤 2 井测试，用 3 毫米油嘴求产，日产油 13.2 吨。至 1988 年全区共钻井 2326 口，总进尺 346.51 万米，取芯井 46 口，进尺 5876.45 米，岩芯长 4806.35 米（其中油砂长 693.81 米），收获率 81.8%。

（一）油田构造

孤岛油田在区域构造上位于沾化凹陷东部孤岛上第三系潜山披覆构造带上，是一个被断层复杂化的大型披覆背斜构造。构造顶部倾角一般为 30′～1°30′，翼部倾角 2°～3°，闭合面积 80 平方公里，闭合高度 120 米。构造潜山部分由古生界奥陶系、石炭—二叠系及中生界组成。中生代和第三纪末的两次构造运动使地层遭受剥蚀，下第三系向潜山（凸起）层层超覆，上第三系覆盖于整个潜山（凸起）之上。

构造上有 23 条正断层，可分为四组（N70°E、N40°E、N40°W 及近 E—W）。断面倾角 60°～70°。控制沉积及油气聚集的主断层有四条，其中以构造北翼和南翼的两条最大。这两条断层走向均为 N70°E，向东转为近东西向，北翼断层自东向西落差由小(45 米)变大(200 米)；南翼断层则相反，自东向西落差由大(400 米)变小(60 米)以至逐渐消失。

南北两条大断层之间为油田的主体部分，面积 50 余平方公里。根据原油性质及油层分布划分为中一区、中二区、东区及西区 4 个区。中一区在构造顶部，系一较宽广的"平台"；西区西翼较狭窄，构造倾角较陡；中二区和东区东翼较宽平，向东缓倾，整个构造比较简单。区内有 6 条落差为 10～20 米的小断层，分布在中一区及西区；中二区及东区均未发现断层。

南翼大断层西段以南（南区）有油层分布，面积 10 余平方公里，有 12 条断层切割，将此区分成 8 个小断块。各主要断块都有自己的高点，总的是南高北低，由南向北倾斜。

此外，在构造最西部，有由两条北东向小断层构成的"小地堑"式含油断块，即渤 21 断块。此断块向西北方向倾没，倾角稍陡，（1°30′～3°16′）（图 1-11-6）。

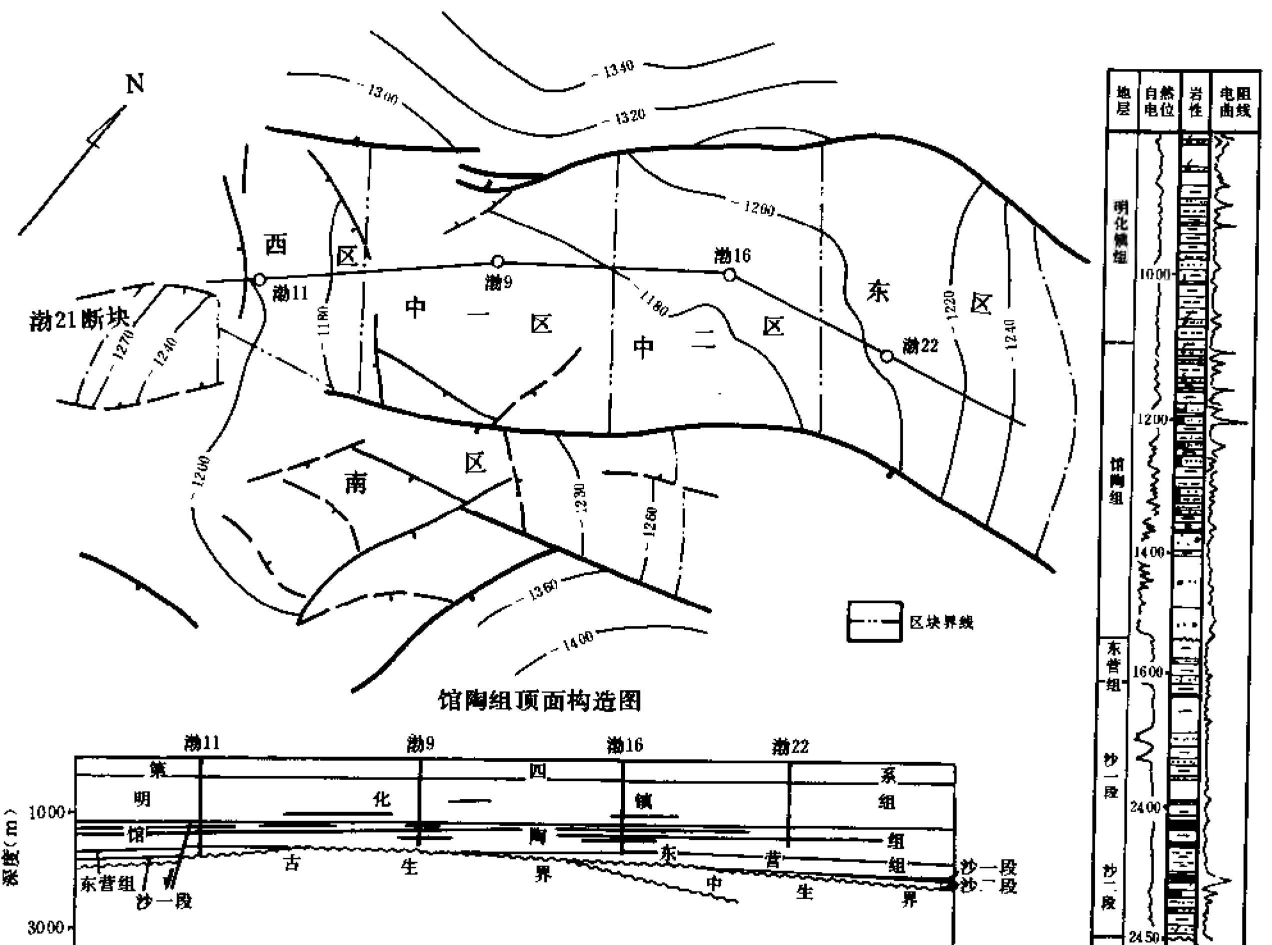


图 1-11-6　孤岛油田综合图

（二）油藏与油层

孤岛油田的油藏类型为构造层状油藏，油气聚集受构造控制，各主力油层均为大面积分布。主要储集层馆陶组上段为氧化条件下的沉积，不能生油。油源来自洼陷中沙河街组生油层，沿不整合面及断层进入储集层，从成因上讲属于次生油藏。

油层天然能量小、油田南北被两条大断层封隔，无边水补给；西翼有小断层切割，东翼油层物性变差，又有油水过渡带稠油阻挡，基本无边水补给。仅馆6组因含油范围小，砂层发育，有边水或底水；馆3、4油层局部高点有小气顶，具一定天然能量。以弹性驱动为主，构造顶部为弹性—气压驱动。中一区利用小气顶能量，在注水开发前稳产了三年。

高饱和油藏，原始地层压力为12.23～12.77兆帕，饱和压力为7.2～11.5兆帕，压力系数为1.0，地饱压差小，仅1.5～2.0兆帕。溶解气量小，原始油气比为20～40立方米／吨，在饱和压力条件下，当原油温度低于油层温度时，原油粘度急剧增大。

地温梯度高，地层每加深100米，地温增加4.8～5.3℃；油层中部（1235米左右）深度的温度一般在60～65℃左右。

油水界面比较规则，在构造主体，馆3、4组较高，在1270～1280米之间；馆5、6组较低，在1295～1300米之间，均比较规则：南区因断层切割，油水界面变化较大，馆3、4组在1220～1310米之间；馆5、6组在1285～1335米之间。

据取芯、测井资料，在油水界面之下有油水过渡带，砂层顶部含油，向下为微含油及油斑，它们所占厚度的比例平均为7%、39.8%及53.2%；层位主要为馆陶组5、6砂层组及7、8砂层组。大体在构造顶部延伸井段长，厚度大，界面低；向翼部减薄（表1-11-14）。

表1-11-4　孤岛油田不同构造部位油水过渡带厚度表

井　号	渤111	渤107	渤109	渤106	渤112
构造部位	西北部	顶部	北部	东部	东北边缘
油水过渡段底界(m)	1327	1426.4	1382.4	1368.4	1295
油水过渡段厚度(m)	44	117.2	66.6	63.4	10

孤岛油田馆陶组油层，因油层疏松，油井普遍出砂。就1970年试油23口井60层次统计，出砂严重井（含砂0.5%以上，每米油层出砂100公升）有13口23层次，占23口井的56.6%，占60层数的38.3%；一般出砂井（含砂0.1～0.5%，每米油层出砂20～100公升）5口5层，占23口井数的21.3%，占60层数的6.3%。

据1973年10月的统计，油井投产后，513口投产井中有398口出砂，占77.6%；其中严重出砂井87口，占17.0%。

注水后出砂加剧。中二南注水试验区，在见水停喷的16口井中有12口井砂柱超过100米，3口超过80米，只有1口小于80米。

油田因出砂造成停产井数每年在400井次以上，每月停产井数250～300口，因停产减少日产能力约占油田日产能力的15%左右。因出砂严重停产、停注、套管变形或损坏的井日益增多。

（三）储集层特征

油层的孔隙度渗透率较高，含油饱和度较低。

据岩芯样品测定，油层平均孔隙度以馆 1+2 组最高（为 35.1%），向下逐渐减低，馆 6 组最低（为 32.7%）。平均空气渗透率馆 6 组最高，为 3118×10^{-3} 二次方微米；其余各砂层组比较接近，一般为 510×10^{-3}～2440×10^{-3} 二次方微米，平均在 1397×10^{-3}～1840×10^{-3} 二次方微米之间（表 1－11－15）。

表 1－11－15　孤岛油田油层平均孔隙度、渗透率数据表

物性＼砂层组	馆 1+2	馆 3	馆 4	馆 5	馆 6
孔隙度（%）	35.1	33.9	34	33.3	32.7
渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）	1840	1577	1397	1735	3118

油层含油饱和度较低，在纯油带平均 65%，过渡带在 55%～60%之间。

油层产能较高，每米油层采油指数馆 3、4 组为 0.14～0.2 吨／日·兆帕·米；馆 5、6 组为 0.3～0.6 吨／日·兆帕·米。

油层表面性质属强亲水型。据渤 108 井油基泥浆取芯的 57 块样品润湿性试验资料，吸水率 23.2%～58.5%，吸油率 1.1%～2.2%，相渗透率曲线表现出明显的亲水特征，油水两相渗透率曲线交点处的饱和度为 0.65～0.73，其渗区宽度为 0.5 左右，驱油效率较高（地面沉砂均为白色）。

油层非均质性不很严重，但有差异。油层主要为细砂岩，底部较粗，含少量细砾，但仍属细砂粒级，仅馆 6 有少量中砂岩，粒度差别小。垂向渗透率多为上小下大。可划分为 3～4 个均质段，包括两种类型。

（四）油、气、水性质

原油为重质稠油，为密度大、粘度高、含蜡量少、凝固点低的沥青质石油。地下粘度大于 20 毫帕秒的稠油占储量的 87.7%。地面原油相对密度 0.93～0.99，粘度 103～5700 毫帕秒。

原油性质分布规律是顶稀边稠，各个主力油层都是一个独立的分布体系。在每个主力层内，随深度增加原油的密度和粘度均增大。在构造顶部形成粘度在 500 毫帕秒以下的相对稀油区。

由于各区块所处的构造部位不同，原油性质也随之变化。中一区位于构造顶部，其原油的密度、粘度均较低；中二区和西区位于稠稀过渡带，原油性质较差；东区和渤 21 断块处于构造最低的边缘部分，原油性质最差；南区比较复杂，但仍遵循前述规律，即高块较稀，低块较稠；同一断块内也是高部位较稀，低部位较稠（表 1－11－16）。

各开发单元的油水粘度比均比较大，最低为 52，最高可达 352（表 1－11－17）。

天然气赋存状态有两种，一种是纯气层，如明化镇组及馆 $1+2^5$ 层，含 99%以上的甲烷，其余有少量 $CO+H_2S$ 和 N_2；另一种为气顶气及溶解气，甲烷含量 87%～90%，有少量重烃，大体上随着深度的增加重烃含量增加，密度增大，甲烷含量减少（表 1－11－18）。

地层水矿化度低。馆陶组地层水总矿化度为 2797～12449 毫克／升，由上向下逐渐增加，为 $NaHCO_3$ 型；沙河街组增高至 17768 毫克／升，水型变为 $CaCl_2$ 型(表 1－11－19)。

表 1-11-16 孤岛油田不同区块原油性质表

区块	原油性质							
	相对密度		粘度(mPa·s)		原始油气比 (m^3/t)	体积系数	溶解系数	压缩系数
	地面	地下	地面	地下				
中一区	0.935 ~0.972	0.871 ~0.925	103 ~1274	20~20	20~40	1.0885 ~1.1184	0.251 ~0.35	6×10^{-5} 8.5×10^{-5}
中二区	0.950 ~0.990	0.882 ~0.915	250 ~4000	30~100	20~35	1.0645 ~1.1	0.25~0.3	6.1×10^{-5} 7.6×10^{-5}
西区	0.96 ~0.99	0.895 ~0.925	400 ~4000	58~130	17.2~31.6	1.0636 ~1.0993	0.231~0.3	$5.7\sim10^{-5}$ 7.2×10^{-5}
南区	0.955 ~0.985	0.888 ~0.925	300 ~5700	30~130	17.7~29.1	1.0602 ~1.0905	0.241 ~0.264	6.2×10^{-5} 7.2×10^{-5}
东区	0.961 ~0.992	0.919	575 ~5827	112	22.3	1.0618	0.24	6.3×10^{-5}
渤 21	0.981		3054					
全油田	0.935 ~0.99	0.871 ~0.925	250 ~5700	20~130	20~30	1.0602 ~1.1184	0.24~0.3	5.7×10^{-5} 8.5×10^{-5}

表 1-11-17 孤岛油田各开发单元油水粘度比数据表

区块	中一区		中二区			西区	南区	东区	渤 21
开发单元	3~4 砂层组	5~6 砂层组	中二南	中二中	中二北	西区	南区	东区	渤 21
平均原油地下粘度(mPa·s)	55.4	32.1	55.4	77.2	161.7	82.6	108.5	151.5	151.5
油水粘度比	121	70	121	168	352	180	236	329	329

表 1-11-18 孤岛油田天然气组分统计表

层位		深度 (m)	产状	组分 (%)							相对密度	资料来源
				CO_2+ H_2S	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5+		
明化镇组		735.8~770.2	纯气	0.09	0.59	99.33	0	0	0	0	0.5573	渤 35
馆陶组	$1+2^5$	1029.0~1132.0	纯气	0	0.40	99.60	0	0	0	0	0.55	渤 6
馆陶组	3^1	1177.2~1180.6	纯气	0.45	0.04	97.40	1.43	0.43	0.19	0	0.5728	渤 101
馆陶组	5^3	1252.0~1283.6	气顶	0.58	0.27	90.35	3.32	2.81	1.98	0.68	0.6457	中 19-6
馆陶组	6	1220.8~1285.8	气顶	2.7	0	87.14	3.18	3.76	2.41	0.80	0.6822	渤 2
沙二段		2365.8~2386.4		5.17	2.09	80.45	6.25	4.23	1.59	0.22	0.7111	渤 3

表 1-11-19　孤岛油田水分析资料统计表

层位		深度 (m)	主要离子含量 (mg/l)							总矿化度 (mg/l)	水型
			K^++Na^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	Cl^-		
明化镇组		792.8～866.6	890	17	24	587	392	29	766	2705	$NaHCO_3$
馆陶组	1～2	1184.6～1189.0	945	4	17	1	809	44	977	2797	$NaHCO_3$
	3	1176.6～1201.6	1285	9	17	0	1257	138	1144	3850	$NaHCO_3$
	4	1239.4～1246.2	1419	6	13	2	1196	44	1481	4161	$NaHCO_3$
	5	1286.2～1298.4	2862	14	89	0	51	0	4320	7336	$NaHCO_3$
	6	1323.6～1327.4	4551	59	120	0	741	28	6950	12449	$NaHCO_3$
东营组		1583.8～1586.8	1513	15	60	61	149	0	2381	4197	$NaHCO_3$
沙河街组		1802.0～1840.0	5972	146	680	0	203	0	10757	17768	$CaCl_2$

(五) 油田开发简况

1969 年～1971 年 10 月为试采阶段。1971 年 11 月中一区投产，从此正式投入开发。

1971 年 11 月～1973 年 3 月为天然能量开发阶段。由于油井的不断投产、油田日产能力由 1971 年 11 月的 2069 吨，逐渐上升到 6381 吨。但油田弹性能量小，弹性产率仅 18.84 万吨／兆帕。要使油田高产稳产必须尽早注水，保持地层能量。为此 1971 年搞先期防砂试验，从 4 种方法中优选出以树脂溶液地下合成为主的早期防砂。1972 年冬，在中Ⅱ—4 站搞掺水降粘试验。

1973 年 4 月～1980 年 6 月为注水开发阶段。这一阶段又可分为:

1. 无水采油阶段

由于 1973 年 5 月南区投产，和 1974 年四季度放大压差采油，中二区中部部分井进行油、套同出强采措施，从而使油田日产能力由 1973 年 3 月的 6381 吨上升到 1974 年 12 月的 13062 吨。该阶段开发上主要做了三件大事：1973 年 4 月，中二南开展注水开发试验；1973 年，经石油工业部勘探会议研究决定，将中一区 5—6 层系的原行列注水井网改为 350×400 米反九点法面积井网，3～4 层系原四点法 400 米面积井网改为 270×300 米的反九点法面积井网；1974 年 9 月，中一区投入注水开发。

2. 低含水开发阶段 (1975 年 1 月～1977 年 6 月)

在这一阶段中，油田经历了溶解气驱、注水见效、含水上升快三个阶段。溶解气驱阶段 (1975 年 1 月～1975 年 8 月)，由于注采比低，地下亏空大 (达 862.8 万立方米)，地层压力迅速下降 (总压差为−2.97 兆帕)，使主力开发区进入溶解气驱。全油田综合油气比由 96 立方米／吨上升到 116 立方米／吨。比原始油气比高三倍。主力开发单元注水逐步抑制气驱影响，油井因见水出砂严重造成产量下降 (1975 年 9 月～1977 年 3 月)。1976 年，西区、南区投注及中一区加强注水，使油田日注能力由 1975 年 9 月的 5100 立方米提高到 1977 年 3 月的 9703 立方米；注采比由 0.49 提高到 0.83；地下月亏空由 14.4 万立方米减少到 5.8

万立方米；地层压力回升 0.5～1.0 兆帕；油气比从 92 立方米／吨下降到 62 立方米／吨；平均单井日产能力由 22.7 吨下降到 17.7 吨。说明注水见效，比较明显地抑制了气驱影响，油田的驱动类型向水压驱动转化。与此同时，由于油井出砂停产，全油田的停产井由 1975 年 9 月的 117 口，增加到 1977 年 8 月的 226 口，使油田的日产能力由 1975 年 8 月的 13318 吨，降低到 1977 年 3 月的 8876 吨。治砂、调参提高采油速度，含水上升较快阶段（1977 年 4 月至 6 月）。1977 年 4 月推广了以滤砂管为主的后期防砂、并在油井大调查基础上，在 550 口井上调参 1011 井次，换机 134 台。日增产原油 4306 吨，采油速度有较大幅度的提高。但由于水井调配不及时、注水层段合格率低，含水上升比上一阶段快 3 倍（上阶段含水上升率为 2.96%，这阶段为 9.09%）。低含水阶段开发上做了四件事：1976 年 4 月，在中二南探索治砂扶井、平面调整、层间接替的整体调配方法，以便控制含水上升速度，实现高产稳产。经石油工业部批准，中二北、西、南部按四点法均匀井网、225 米井距加密；自 1977 年 4 月起，孤岛油田大面积调参、换机，使油田产量猛增；1977 年 5 月从南区开始搞偏心注水试验。

3. 中含水采油阶段（1977 年 7 月～1985 年）

1977 年 7 月～1979 年 5 月，在治砂扶井的基础上，狠抓水井的测试调配，加强了平面调整、层间接替，因而控制了含水，获得二年的高产稳产。日产水平稳定在 12500 吨左右。平均月含水上升 0.75%，地层压力趋于稳定。1979 年 6 月以后，由于狠抓了注水工作，月注采比保持在 0.95 以上，地层压力稳定或回升，日产液量稳定（20000 吨以上）。但由于油水粘度比高，注入水沿着高渗层、高渗带突进；加以单元整体调配工作及找水堵水工作尚未跟上，综合含水上升较快，产量也有所下降。

1981 年后，为适应油田发展和挖掘潜力，改善开发效果，先后对中二南、中一区 5—6、中二中馆 5、西区、中一区 3—4、中二北等六个开发单元进行层系井网调整：细分层系加密井网开采；调整供油方向，提高油层动用程度；降低单井控制储量，改善注水开发过程中层间及平面矛盾。1980～1985 年，共增加油井开井数 370 口，注水井开井数 141 口。通过调整取得较明显的效果。年产油量由 352 万吨升至 444 万吨；水驱控制储量由 83.2%提高到 90.1%；单井控制储量由 51.2 万吨／口下降到 29.5 万吨／口。

4. 高含水采油阶段（1985 年 3 月至目前）

孤岛油田进入高含水期采油后，采取加密、转换井网，强化注水系统，改变流线方向，提高波及体积，注采井数比由 1：3.0 以上提高到 1：1.75；及时进行注采调整，改善出油及吸水剖面，控制含水上升速度，含水上升速度由 5.5%下降到 2.5%；采用较高的注采比，保持地层压力高于饱和压力，逐步放大生产压差，大幅度提高单井产液量，年注采比保持在 1.0 左右，地层总压降 1.1～1.5 兆帕，单井日产液量由 37.2 吨提高到 96.7 吨；改进防砂工艺，不断提高防砂强度，确保油井采液强度由 2.9 立方米／日・米提高到 8.3 立方米／日・米的条件下，油井能正常生产。通过以上措施，油田进入高含水期采油后，年产油在 440 万吨以上稳产了六年以上。1990 年末，综合含水 87.1%，年产油 467 万吨。创历史最高水平。与国内外同类油田相比，开发效果较好。

至 1990 年底，全油田有油井 1420 口，开井 1033 口，日产油 12889 吨，日产液 99864 吨，综合含水 87.1%，综合递减 4.84%，自然递减 10.76%；注水井 810 口、开井 679 口，日注水平 96231 立方米，月注采比 0.89，累积注水 18417 万立方米，累积注采比 0.73，累积地下亏空 6699 万立方米，油层总压降 1.13 兆帕。

二、埕东油田

油田位于山东省利津县北部，黄河入海口以西的渤海之滨，地面海拔2.5米。1970年6月钻探的埕1井于馆陶组上段发现油层。随即部署了18口探井，又在馆陶组上段及明化镇组获得了工业油气流。至1988年底，全区共钻井391口，总进尺57.32万米，取芯井62口，进尺2418.57米，岩芯长1756.14米（其中油砂长208.13米），收获率72.60%。

（一）油田构造

埕东油田在区域构造上位于埕子口凸起东高点，为埕宁隆起向东的一个分支。

凸起之间的鞍部及边缘，有下第三系东营组和沙一段分布，凸起上主要为上第三系。

上第三系明化镇组（上部为第四系平原组，未划分）厚约750米，以棕黄、棕红泥岩为主，夹砂岩透镜体，有气层、上部砂岩增多。馆陶组上段厚约250米，系砂岩与浅灰绿色泥岩互层，为重要储油层。馆陶组下段，0～300米，在凸起低处厚度大，高处减薄或无沉积，以砾状砂岩或泥岩为主，局部有油层。

馆陶组和明化镇组之下为基岩凸起。基岩埋藏深度在顶部高点为−1250米，向翼部加深至−1715米，由差异压实作用形成的披覆构造受近南北向的埕21断层切割，分为东、西两部分（图1−11−7）。东区为穹窿背斜构造，高点位于埕14井附近，较平缓，倾角1°～2°，闭合差60米左右。西区系背斜构造西翼，高点在埕21井附近，向西缓倾、倾角小于1°，闭合差约200米。埕14断层位于东区，延伸长约3.5公里。

（二）油气藏与油气层

埕东油田主要储集层为馆陶组上段，油藏类型属构造层状油藏。明化镇组浅气层是透镜体岩性气藏，集中分布在西区。

油层天然能量不足，油田东区的西部为断层所分割，南翼砂层变薄或尖灭，均无边水补给。西北部虽砂层比较发育，但因油稠，边水不活跃。

该油田为正常压力系统，原始地层压力相当于静水柱压力。该区的饱和压力受构造控制，而且在平面上的变化幅度比较大。在自喷区的构造高部位，饱和压力高、地饱压差小；构造低部位则饱和压力低，地饱压差稍大。地饱压差顶部为2.31兆帕，边部7.84兆帕，一般在3.0～4.0兆帕之间，弹性产率比较低。地温梯度高，地层每加深100米，地温增加5～7℃，油层温度56～81℃。

油水界面，东区各油层组具各自的油水界面，大体是浅层油水界面较高，向下逐渐变低；东南翼各层油水界面普遍较西北翼高，构成从东南向西北缓倾的斜面。如东南翼馆陶组1～2砂层组油水界面约在−1140米左右，馆陶组3～4砂层组油水界面在东南翼为−1195米，西北翼为−1205米。

西区油层少，只有馆陶组3^3层具有明显的油水界面，其深度为1135～1140米，较东区的相同层位高40～60米。

馆陶组上段油层岩性为粉细砂岩，胶结疏松成岩性较差，主要为泥质胶结，含量5%～12%，碳酸盐含量少，为0.07%～0.35%。

馆陶组上段在试油、试采及投产后，均见有出砂现象。据1976年的统计资料，出砂井有37口，占投产井数的60%，其中有29口井探砂面，砂柱高20～100米，有部分井在100米以上，有17口井砂埋油层。

（三）储集层特征

油层物性为孔隙式及孔隙—接触式胶结，物性较好。岩芯样品测定，馆陶组上段的孔隙

度为 31.8%～37.4%，一般为 34%；空气渗透率一般为 1000×10^{-3}～1500×10^{-3} 二次方微米，最小 643×10^{-3} 二次方微米，最大 6930×10^{-3} 二次方微米。

油层产能较高，油层采油指数 0.3～2.7 吨／日·兆帕·米，一般是 1.0 吨／日·兆帕·米。

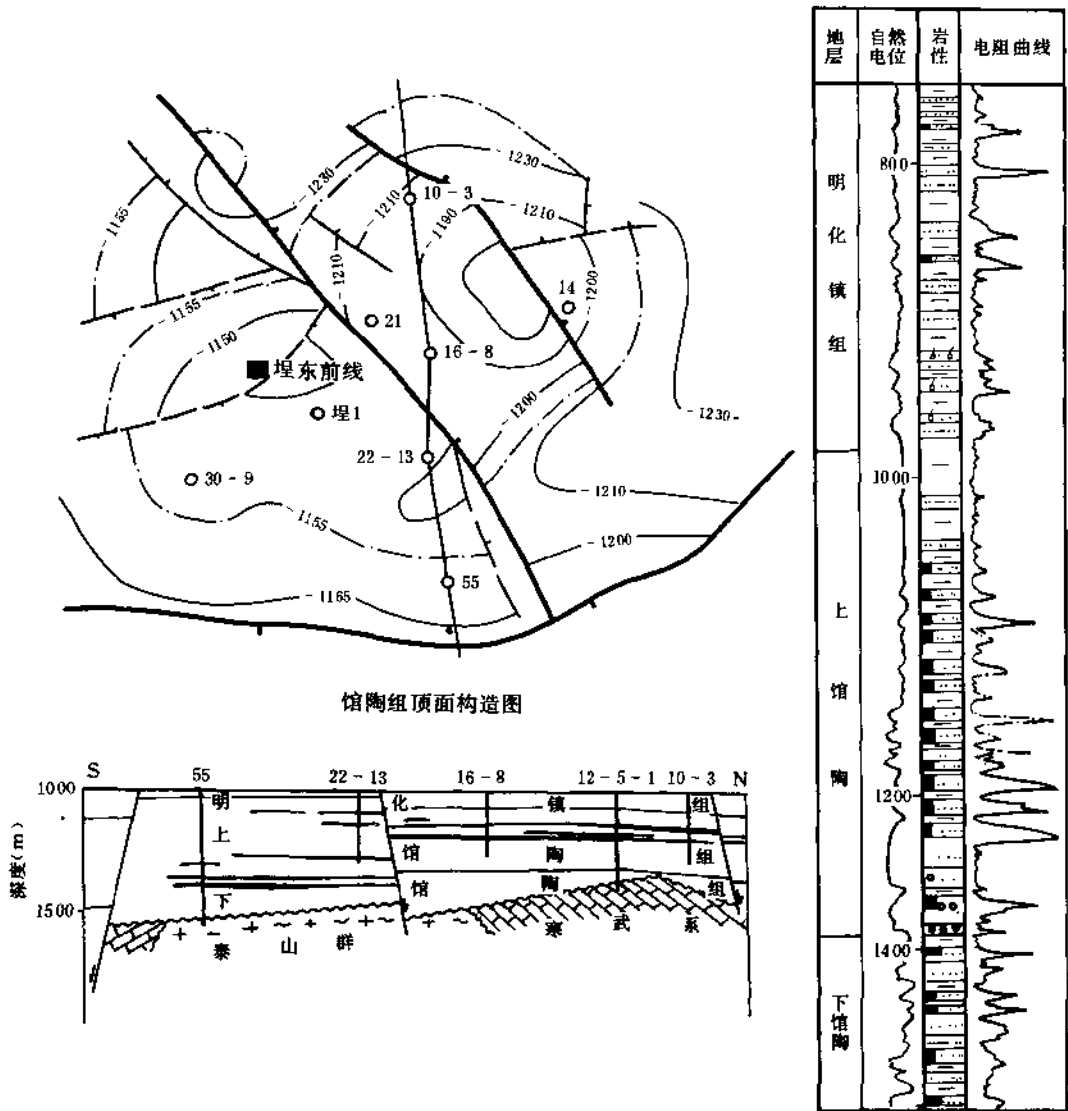


图 1－11－7　埕东油田综合图

(四) 油、气、水性质

1. 原油性质

原油系高粘度重质稠油，原油地面相对密度大于 0.9，粘度大于 50 毫帕秒，原始油气比 10.7～26.6 立方米／吨，在不同构造部位原油性质有变化。

东区原油性质相对较好，在埕 21 断层以东的东区，原油相对密度（0.925～0.945）和粘度（69～808 毫帕秒）相对较低；西区的原油相对密度（大于 0.95）和粘度（大于 1000

毫帕秒）均较高。

构造顶部的原油相对密度较小，向翼部增大，东区 3^6 层原油在埋藏较浅的构造顶部较轻，向较深的翼部逐渐加重，粘度也随之增高。

在构造高部位，由于原油性质较稀，初期能自喷，产量较高，可达 30 吨／日以上；向翼部逐渐变差，到边部由于原油性质变差而只能抽油生产，日产量普遍低于 10 吨。

2. 天然气性质

明化镇组的天然气为气层气，馆陶组上段的天然气为溶解气，两者在成分上略有不同，前者的甲烷含量高达 98%以上，相对密度较小；后者的甲烷含量较低，重烃组分略有增加，相对密度较大（表 1—11—20）。

表 1—11—20 埕东气层气与溶解气成分对比表

层位	种类	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	丁烷 (%)	戊烷 (%)	氮气 (%)	二氧化碳与硫化氢(%)
明化镇组	气层气	0.5563～0.5676	98.13～99.54	0.11～0.23	0	0	0	0.34～1.48	0～0.11
馆陶组	溶解气	0.5752～0.6180	92.26～96.34	0.45～1.74	0.16～1.43	0.12～1.57	0～1.63	1.51～4.81	0.07～0.66

3. 油田水

埕东油田明化镇组、馆陶组的水型均为 $NaHCO_3$ 型，其总矿化度值随深度的加深而增加，氯离子及硫酸根离子也有这种趋势（表 1—11—21）。

表 1—11—21 埕东水型及水质统计表

层位		水型	总矿化度值 (mg／l)	氯离子 (mg／l)	硫酸根离子 (mg／l)
明化镇组		$NaHCO_3$	1500～2000	400～800	0
馆陶组上段	1～2	$NaHCO_3$	3500～4900	1500～2500	2.4～18
	3～4	$NaHCO_3$	5000～8000	3000～4500	14～71
馆陶组下段		$NaHCO_3$	5000～9000	2500～4900	70～150

（五）油田开发简况

1973 年 1 月，埕 5、埕 34 井进行单井试采，1974 年 5 月东区全面投产，同时西区埕 15 井开始试采。1977 年 4 月东区全面注水，6 月西区注水。至今已有 11 年的开发历史。

1. 开发阶段划分

(1) 单井试采阶段（1973 年 1 月～1974 年 4 月）

埕 5、埕 34 井两口井的系统试采（试采数据见表 1—11—22）反映出：在自喷区范围内用 6～8 毫米油嘴生产较合理。主要油层的连通性、渗透性好，生产能力较强，但是自喷能力弱，自喷期短，因而为使油田高产稳产必须及时注水，保持地层能量。

(2) 天然能量开采阶段（1974 年 5 月～1977 年 3 月）

此阶段是东区全面投入开发阶段，根据压力变化特点又可以分为：弹性开采阶段（1974 年 5 月～1975 年 7 月）和弹性水压开发阶段（1975 年 8 月～1977 年 3 月）。

表 1-11-22　埕 5、埕 34 井试采数据表

井号	油嘴 (mm)	油压 (MPa)	日产油量 (t)	生产压差 (MPa)	采油指数 (t/d·MPa)	每米采油指数 (t/d·MPa)	原始油气比 (m^3/t)
埕 5	8	1.85	110	0.33	3.34	0.123	24.5
埕 34	8	1.74	98	0.71	1.38	0.077	23.6

投产以来由于采取放大油嘴，井口装齿轮泵抽油及抽油井调参等措施，油田产量逐步上升；日产能力由初期 1000 吨左右至 1975 年 5 月上升到 2061 吨，单井平均日产油量由 24 吨上升到 36.8 吨，采油速度也大幅度上升。但由于天然能量不足，此阶段暴露出以下问题：

1）油井产量、压力下降快，自喷期短。地层压力为 8.69～11.27 兆帕，总压降 0.57～2.94 兆帕，油田主力层系（馆陶组 3^3 层以下）平均总压降 1.377 兆帕（1975 年 12 月）。

油井产能下降较快。投产初期有自喷井 27 口，至 1976 年 8 月已有 24 口井停喷，占自喷井数的 89%；自喷期一般在 150 天左右。

对比 33 口井 1975 年 12 月与 1976 年 6 月自然递减，日产能力由 1183.6 吨下降为 1110.4 吨，折算年递减率为 0.88。

2）层间矛盾大，含水上升快。埕东油田出水很严重。至 1976 年 8 月，已有 43 口井见水，占投产井数的 66%，其中馆陶组 3^4 层最为严重，有 30 口井出水（占出水井数的 70%），水淹面积占含油面积的一半以上。采取堵水后产能有所回升。1976 年 1～7 月堵水 10 口，其中 8 口井见效，增产 264.8 吨。

3）出砂严重，影响油井产能的发挥。

自投产至 1975 年底，共 50 口井出砂 100.85 万吨，占统计井数的 91.5%；由于砂卡使 15 口井共停产 1970 天，减产 5.3 万吨。油井出砂层位主要是馆陶组 3^3 层以下层系，出砂严重地区在西北部油水过渡带附近。

(3) 注水开发阶段（1977 年 4 月～1990 年底）　这一阶段又可划分为三期。

1）注水见效期（1977 年 4 月～1978 年 2 月）　1977 年 1 月开始注水，4 月全面注水（东区是反九点注采井网，340 米井距）。注水后油田形势很好，表现在注水见效井的产油量和地层压力都有较大幅度的上升。

2）注水高产稳产期（1978 年 3 月～1979 年 5 月）　为了保持长期高产稳产，必须最大限度地消除层间干扰，充分发挥各类油层的作用。因而决定在主体部位将 3^3 层与 3^4 层分采，自下而上先采 3^4 层，3^3 层留为稳产接替层。换层后日产油量稳定，1978 年 4～10 月日产油水平达 2181 吨，超过规划的要求。据统计，16 口换层井的产量保持了换前的水平 937.6 吨，综合含水 35.6%，采液强度提高了 10.6 立方米/日·米，采油强度提高到 6.6 吨/日·米。说明单层开采 3^4 层，采油速度提高，含水上升率下降，而且对油层在纵向和平面上的矛盾认识比较清楚。

除此以外，加强油、水井的管理，调整好平面上的矛盾，大泵生产，效果明显。

3）高含水期（1979 年 6 月～1990 年底）　含水的不断上升严重地影响着油田的稳产。1979 年 6 月，开井数为 87 口，其中含水井 75 口，注水井 33 口，综合含水 59.2%，日产水平 3096 吨，日注水平 6118 立方米，注采比 0.8。这个时期油田总的特点为：①含水上升快，产量大幅度下降。②主力油层的生产井点已全面见水，接替层见水井增多。③接替层压力低，

采油强度低。④西区井网不完善，含水上升快。

2. 油田开发历次调整情况

(1) 东区开发层系调整　1979年7月～1980年6月对东区的开发层系进行了调整，分为3^4层及3^3层以上两套层系生产，完善了各自的注采系统，取得较好的效果。东区钻井11口，日产水平稳定在2600吨，综合含水从62.1%下降至60%。下半年含水上升率为零。

同时于1980年3～7月，对西区也进行整体调整，加密井网，井距由500米调整为340米井网，改变单向受效状况。设计钻井10口，投产11口（包括馆陶组下段1口），转注6口。

西区完善井网后，含水上升快，产量未达到预期要求。1980年12月，日产水平343吨，综合含水60%。1981年加强了新转注水井的注水强度，边缘井加大注水量，老井注水量不变，调配了6口注水井水量；对应油井进行堵水与下大泵，见到了明显效果，产量上升，含水稳定，三季度产量上至400吨，12月日产水平401吨，综合含水61%。

(2) 完善东区主力油层平面调整　由于各层的渗透性与压力水平各异，油田进人高含水期后，原定的两套层系已不适应高含水开发中的平面调整。为此，于1982年下半年开始进一步完善四个主力油层（2^5、3^2、3^3、3^4），钻井16口，通过1983年的实施，有以下收获：①完钻井油层钻遇率较高，控制油层增加。②所钻的16口井钻遇油层99层，厚度675.6米，另外新控制油层30层，增加厚度137.2米。完钻16口井起到了稳产作用，单井平均日产21.7吨，采油速度微有上升，全区日产油从1887吨上升到2146吨，增加259吨；年产油从55.4万吨，上升到63.1万吨。

(3) 东区加密井网调整（1984年10月～1985年6月）　1984年底～1985年6月，进行分层加密井网调整，目的为：降低单井控制储量，提高储量动用程度；提高采油速度，增加油田产量；适当提高注采比，保持油田压力水平；改变驱油方向，适当转注一些高含水井。调整分两个阶段进行：

1）加密井网阶段。1984年10月起钻新井42口，其中油井35口，注水井7口；1985年5月全部完钻，1985年6月投产完毕。

2）注采调整阶段。1985年4月编制注采调整方案，1985年5月主要工作量实施完毕。实施结果：实注水由11168立方米上升到12757立方米，增加1589立方米，注采比由0.83提高到0.92。日产油水平由调前的1822吨上升到2354吨，与方案设计的2362吨接近。年产油由调前的54.5万吨上升为72.2万吨，比方案设计的70.7万吨高1.5万吨。

(4) 西区3^3层注采调整　西区3^3层含油面积5.11平方公里，至1977年6月转注开发。到1985年3月，共有生产井27口，注水井12口，日产液水平1963吨，日产油水平487吨，单井日产油17.8吨，综合含水75.2%；累计产油130万吨，累计注水268.37万立方米。目前油层平均压降为1.25兆帕，月注采比0.82，累计注采比0.87。

西区3^3层1985年以来形势变好，主要表现为二升、二增、二稳。即：油田产液量、产油量大幅度上升；自然递减和综合递减由递减变为递增，月自然递减率同期从0.969递增至1.076，月综合递减率同期从0.969递增至1.101；油田综合含水同期从75.4%降为75.2%，地层压力基本稳定。

由于局部地区注采不完善，油田采液量增大，而且注水量未及时提高，造成了注采比下降。1985年3月注采比是0.83，比1984年12月1.2下降0.39，因而于1984年底至1985年3月，进行局部加密调整，1985年4月至8月，实施配产配注调整方案。调整原则是：适当

提高注采比，增加产水量，注采比由 0.82 提高到 1.2 左右；转注部分油井，完善水井距，反九点加密调整注采试验井组，调整平面矛盾，为今后油田加密井网提供依据。根据方案要求，新打井 14 口，投产 12 口。新井初产能力 234 吨／日，平均单井日产液能力 42.6 吨，日产油能力 19.5 吨，含水 31.4%，累计采油量 26623 吨，新井单井日产油能力 15.3 吨。注水井调配 10 口，实注 2371 立方米，日注水平增加 623 立方米，注采比从 0.87 提高到 1.09。

埕东西区 3^3 层通过这次调整取得了较好的效果，出现了三升一降的好形势，即注水量上升，地层压力回升，产油量上升；含水上升率下降；改善了油田开发效果。

通过这几次调整工作，埕东油田总的形势是好的。表现为"三升两降一稳定"。即：①产液量有较大幅度提高。日产液由 1984 年的 10191 吨上升到 15739 吨，增加了 5548 吨，增长 54.4%；单井日产液由 66 吨上升到 86 吨。这是埕东油田历史上增液最多的一年。②产油量创"六五"计划的最高水平。日产油水平由 1984 年末的 2293 吨上升到 2833 吨；年产油由 1984 年的 73.07 万吨增加到 100.8 万吨，增加了 27.73 万吨，增加 38%。扭转了 1980 年以来产量下降的局面。③注水量有较大提高。日注水量由 1984 年的 11195 立方米增加到 16800 立方米，增加了 5605 立方米，增加 50.1%；年注水量由 346 万立方米增加到 523 立方米，增加 51.2%。④油田压力稳定。油田压力由总压降 0.6 兆帕回升到 0.56 兆帕，上升 0.04 兆帕。⑤两个递减下降，综合递减由 1984 年的 5.35%下降到 0.94%，自然递减率由 1984 年的 14.25%下降为 7.09%，下降了 7.16%。两个递减创油田 1977 年以来的最好水平。

3. 西区南块间歇注水试验

试验区面积 3 平方公里，馆陶组 3^3 层，1 层厚度 5～8 米，渗透率 1583×10^{-3} 二次方微米，原油粘度 141 毫帕秒。1988 年 12 月，含水 88.4%，开发效果差。1989 年进行间歇注水、堵大孔道试验。试验一周期分为三个阶段：停注；正常注水；强注。试验效果很好。

停注阶段：含水由 88.4%降到 82.3%，采油速度有较大的上升，地层压力下降到饱和压力以下，油井脱气，产量急剧下降。

低注采比注水阶段：含水由 82.3%上升到 90.1%，注采比 0.7～1.29，日产油由 313 吨下降到 157 吨。

强注阶段：注采比由 1.29 提高到 1.62，地层压力上升，产液量上升，产油量上升，含水下降。单井日产液 194 吨，比停注前提高 75 吨／日；日产油水平达到 366 吨，比停注前提高 83 吨，阶段累积增油 3.73 万吨，含水降到 87.9%。间歇注水效果显著。

通过上述的试验认为，砂岩油藏在高含水期采取间歇注水是有效的。间歇注水的技术政策：停注前地层能量要充足；停注期要确保油层不脱气；恢复注水后要强注，注采比大于 1.5 以上。

4. 油田高含水期继续保持稳产

埕东油田进入高含水以后，以年产油 75 万吨以上又稳产六年。主要措施是强注强采：1985 年以来，在注采井网完善的基础上，每年都进行一次以加强注水系统为中心的注采调整。通过调整，将 1990 年与 1985 年相比，注采井数由 1：2.8 提高到 1：1.2，油水井对应率从 91.3%提高到 98.4%，其中多向对应率从 45.9%提高到 56.4%，年注采比由 0.86 提高到 1.23，地层压力回升，总压降由 0.9 兆帕提高到 0.06 兆帕。由于地层能量充足，为下大泵提液提供了有利条件，83 毫米以上的管式泵不断增加，1989 年大泵井占生产井数的 56.3%。1990 年又下电潜泵 34 口，正常生产的 22 口，占总井数的 13.7%，日产油占埕东

油田的 32%，年增油 2.96 万吨，再加上下大泵、加深泵等放大压差生产的措施，共增产 6.14 万吨，占总措施增产的 92.2%。由于地层能量充足提液又及时，所以能保持高含水期继续稳产。

至 1990 年底，全油田有油井 185 口，开井 161 口，日产油水平达 2328 吨，日产液 28313 吨，平均单井日产油 14.5 吨，日产液 175.9 吨，综合含水 91.8%，综合递减 5.14%，自然递减 13.90%；注水井 158 口，开井 121 口，日注水平 31558 立方米，月注采比 1.11，累积注水 6732 万立方米，累积注采比 0.93，累积地下亏空 517 万立方米，油层总压降 0.06 兆帕。

三、孤东油田

孤东油田位于山东省东营市垦利县境内，地处黄河人海口北侧，为黄河新淤积的海滩地区。油田东北面临渤海，南靠黄河，西临孤岛油田，地势低平，西南稍高，东北略低，海拔在 0.5～2 米之间。

在 1983 年夏季，进行了地震普查勘探。1984 年 2 月在地震资料基础上发现孤东地区为一个形态比较完整的潜山披覆构造，部署了孤东 3 井和孤东 4 井两口预探井。

1984 年 6 月，于孤东 3 井井深 1096.8～1983.2 米首次发现明化镇、馆陶、沙河街组三套含油气层系，油、气层总厚度达 105.4 米。7 月，在孤东 3 井同一井场部署了孤东 31、32 和 33 井，分别对馆上段、馆下段及沙河街组油层进行了试油及试气。孤东 3 井测试沙三段 1 层 4 米，5 毫米油嘴日产油 43 吨，油管压力 2.4 兆帕。孤东 33 井测试馆下段 5 层 18.6 米，10 毫米油嘴日产油 37.5 吨，油管压力 4.0 兆帕。孤东 31 井测试馆上段 5 层 22 米，7 毫米油嘴日产油 37.3 吨，油管压力 1.5 兆帕。孤东 32 井测试馆下段 1 层 0.5 米，解释为气层，8 毫米油嘴日产气 12.35 万立方米。为孤东油田的进一步详探和开发揭开新的一页。

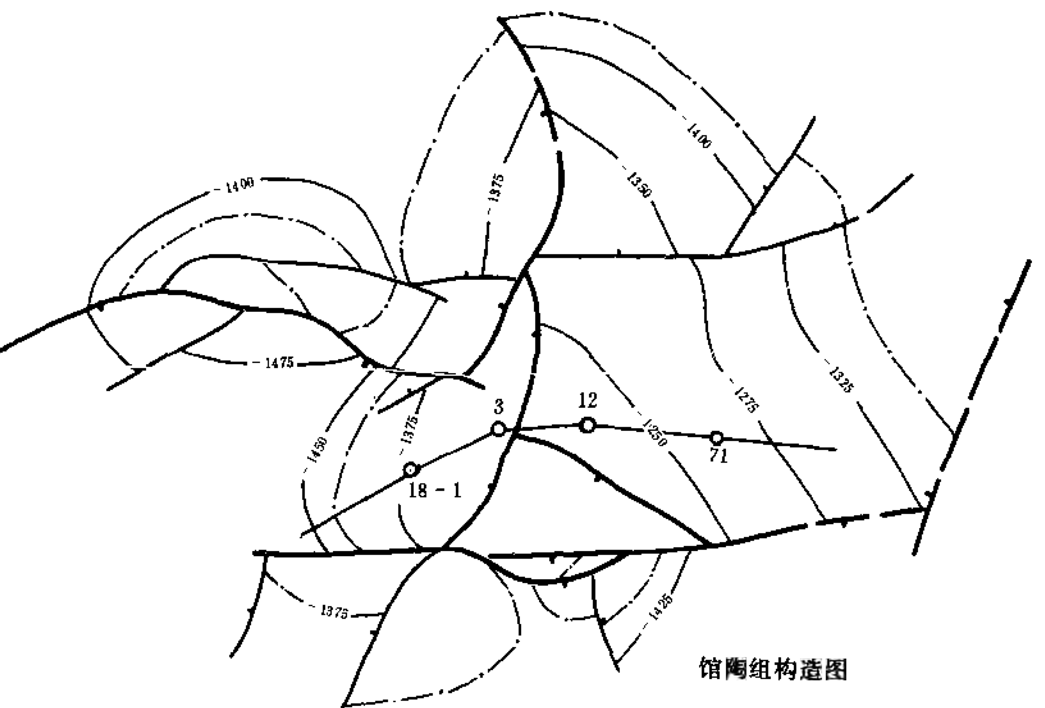
截至 1988 年底，孤东油气田共钻井 1340 口。取芯井 36 口，其中系统取芯井 19 口，取芯进尺 3553.14 米，岩芯长 3147.69 米，岩芯收获率 88.6%，油砂长 538.7 米。其中油基泥浆取芯井 1 口（孤东 12—8 井），取芯层位为馆陶组，取芯进尺 155.62 米，岩芯长 125.07 米，岩芯收获率 80.3%，油砂长 27.88 米。密闭取芯井 3 口，取芯进尺 692.39 米，岩芯长 607.72 米，平均岩芯收获率 87.77%，油砂长 108.46 米。岩芯密闭率 76.80%。

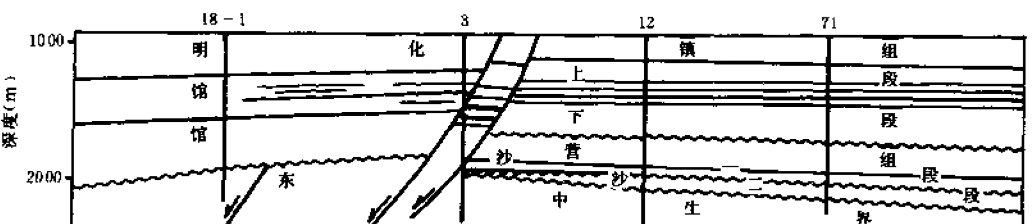
（一）油田构造

孤东构造位于济阳坳陷沾化凹陷东北部，桩西—孤东潜山披覆构造带的南端；东南靠垦东青坨子凸起，西南为孤南洼陷，西北为桩西洼陷，东北与桩东凹陷相邻。

经地震及钻探证实，孤东构造是一个被断层复杂化了的具有多层结构的披覆构造。该构造有三个构造层，即下古生界断块山组成的下构造层、中生界残丘山组成的中构造层以及第三系披覆构造为主组成的上构造层。

上构造层是本区主要含油气构造层，它是在中、古生界潜山背景上发育起来的第三系披覆背斜；虽被断层切割，但构造主体部分背斜的形态仍较完整，为一个较简单的披覆背斜。该构造走向近南北，两翼不对称，东翼平缓而简单，西翼陡而较复杂；浅层断层少，断块大，地层倾角平缓，构造完整；深层则断层增多，断块小，地层倾角增大，构造相对复杂。沙一段东翼倾角小于 5°，西翼为 12°～15°。馆陶组东翼倾角 1°～2°，西翼 2°～3°。孤东构造的闭合高度由深到浅由大变小，沙一段底闭合高度达 100～450 米，馆陶组闭合高度约 80 米；馆陶组油层顶部构造圈闭面积约为 100 平方公里（图 1-11-8）。





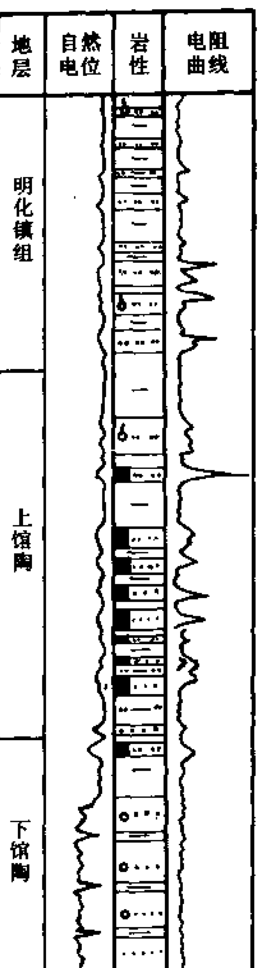


图1-11-8 孤东油田综合图

（二）地层

孤东油田自下而上钻遇的地层有古生界中奥陶统，中生界上侏罗—下白垩统，下第三系的沙三段、沙一段及东营组，上第二系的馆陶组、明化镇组及第四系平原组。现分述如下：

古生界中奥陶统：岩性为海相石灰岩。仅孤东4井钻遇，该井于3119米进入奥陶系石灰岩，揭露39.45米。

中生界：岩性为灰质砂岩、安山岩、含砾砂岩及上部红色泥岩；与古生界石灰岩呈不整合接触。揭露最厚达530米。

下第三系沙一段、沙三段：在构造低部位岩性组合为油页岩、暗色泥岩和少量灰质岩，为良好的生油层；在构造高部位，底部为生物灰岩、含灰质砂岩，向上逐渐过渡为油页岩、深灰色泥岩。地层厚度50～300米。

下第三系东营组：下部以暗色泥岩为主，夹透镜体砂岩；上部以块状砂砾岩为主，夹薄层浅灰色、灰绿色泥岩。厚250～1000米。

上第三系馆陶组：馆下段为一套区域性分布的粗碎屑沉积，砂砾岩厚度大，泥岩夹层少，地层厚度300～500米；馆上段以细砂岩为主，其次为粉砂岩和含砾砂岩，厚度一般为250～320米。

上第三系明化镇组：岩性以泥岩为主，夹透镜体细砂岩及少量粉砂岩，地层厚度770～850米。

第四系平原组：主要为砂质粘土层夹粉砂层及少量砾石层，厚度300～420米。

（三）储集层特征

馆陶组上段储集层埋藏浅，压实差，胶结物含量低，以接触式及孔隙—接触式胶结为主，胶结疏松，储油物性好，孔隙度大，渗透率高；据胶结较好的岩样进行分析，平均地面孔隙度为33.3%，平均渗透率为1568×10^{-3}二次方微米。资料较全的孤东12—8井5～6砂层组孔隙度多数大于35%，馆上段4～6砂层组平均空气渗透率为2687×10^{-3}二次方微米，孔隙度为34.6%，平均空气渗透率为2287×10^{-3}二次方微米。层内纵向渗透率分布以孤东12—8井为例，顶部为200×10^{-3}二次方微米，底部高达6000×10^{-3}～9000×10^{-3}二次方微米，级差大，变异系数在0.74～1.43之间。以试验区馆上段3～6砂层组为例，层间渗透率变异系数为0.72～1.30，非均质性严重。

馆陶组下段油层由于颗粒粗，胶结物少，因此胶结更疏松。据胶结较好的岩样分析，平均孔隙度为32.1%，平均渗透率为1009×10^{-3}二次方微米，估计比实际平均值低。测井解释的平均孔隙度为35.30%，平均空气渗透率大于1500×10^{-3}二次方微米。

沙河街组油层的物性相对较差，岩芯分析的平均孔隙度为20～22%，平均空气渗透率180×10^{-3}～450×10^{-3}二次方微米。

孤东油田油层可划分为明化镇组、馆陶组上段1+2、3、4、5、6五个砂层组，馆陶组下段砂层组、东营组、沙一段、沙三段。其中馆陶组上段5个小砂层组可分为三类：Ⅰ类小层：储量占本区馆上段储量的10%以上，其面积大于4平方公里，有效厚度大于3米，砂体大面积分布。Ⅱ类小层：储量占本区馆上段储量的3%～10%，其面积1.5～4平方公里，有效厚度在3米左右，较大面积分布。低于上述标准的为Ⅲ类小层。

（四）油气藏

明化镇组及馆陶组上段气藏为在背斜构造背景上的透镜体砂岩气藏；馆陶组油层为高饱

和、中高粘度、高渗透的构造层状油藏；东营组是受断层控制的构造油藏；沙河街组为受断层遮挡的地层油藏，属低饱和、低粘度、中低渗透油藏。

孤东油田馆陶组油层的驱动类型以弹性驱动为主，兼有有限的边水和气顶气驱动作用。沙河街油层是边水和弹性混合驱动。

孤东油田馆陶组油藏纵向上有多个油水界面，由于断层封闭作用各成系统。其中除沙河街组油藏外，其它东营组、明化镇组、馆陶组等均无统一的油气及气水界面。

（五）油、气、水性质

孤东油田馆陶组上段原油属低凝、高芳香烃原油。具有密度大、粘度高、凝固点低、含蜡量少、含硫低的特点。饱和压力高，溶解气量少，体积系数低。沙河街组原油比较稀，属高凝石蜡基中芳香烃原油，饱和压力低，溶解气量较高。

馆陶组上段天然气中甲烷含量大于95.53%。

各含油层系的地层水以 $NaHCO_3$ 型为主，总矿化度在15407毫克／升以下，只在九区馆陶组上段到东营组及其它区的馆陶组下段出现 $CaCl_2$ 型水，矿化度略高。

（六）油田开发简况

孤东油田于1986年投入开发，井网多为二套层系反九点法面积注水井网，个别单元为一套或三套层系，井距212～300米。

1990年开始进行2个区块的调整工作。与1989年比较，年产油增加了4.68万吨，含水上升率降低了1.44%，采油速度略有提高。

孤东油田七区西馆上段层系井网调整，于1990年4月开始实施，8月钻井工作量基本完成，1990年底投产、转注、归位、防砂等主体工作量基本完成。

孤东七区西馆上段含油面积10.4平方公里，地质储量较大，是孤东油田的主力开发区块。调整方案根据油层发育、地质储量、隔层条件、流体性质、产能差异等不同情况，为改善开发效果，将原三套层系（Ng4～5^3，5^4～6^1，6^2～8^8）开发调整细分为五套层系（4～5^1，5^{2+3}，5^4～6^1，6^{3+4}，6^2+6^{5-8}）开发，将原来井距分别为300×300米、212×212米的反九点面积注水井网，改为150×300米（5^{2+3}，5^4～6^1）、212×212米（6^{3+4}）的行列注水井网和井距150～300米（4^1～5^1，6^2+6^{5-8}）的不规则面积注水井网。方案设计年产油180万吨，稳产三年，设计新钻井245口，老井转注122口，老油水井归位98口，总计井网调整设计工作量763井次，设计投转注井200口。

至1990年底，已钻新井237口，老井转注90口，老油水井归位8口，总计完成工作量638井次，占设计工作量的83.6%，完成投注工作量144口，占设计的72%。

调整已初见成效，主要开发指标基本达到方案设计要求，稳产基础进一步加强。调整后，经济效益好，按当年本区块新井增产油量58.4121万吨，每吨油价350元计算，新井当年产值2.044亿元，基本收回投资；按1989年增产29.3996万吨计算，增值1.029亿元，当年收回近一半投资。

孤东七区中馆陶组上段井网调整于1990年10月开始实施，1990年底完钻新井24口，处于调整实施阶段。

七区中馆陶组上段含油面积6.625平方公里。调整方案根据地下油层发育情况，进行局部细分和加密开采，将原来212×212米反九点面积注水井网改成212×212米和106×212米的行列注水井网。北部（25号井以北）地区为$Ng_{上}$ 4^1～5^{2+3}与$Ng_{上}$ 5^4～6^2局部细分和合采；中部（18号井～25号井之间）地区为$Ng_{上}$ 4^1～5^5与$Ng_{上}$ 6^1～6^8局部细分和合采；南

部（18 号井以南）地区为 $Ng_{上}4^1 \sim 5^1$ 与 $Ng_{下}5^{2+3} \sim 6^8$ 局部细分和合采。方案设计年产油 48 万吨，稳产 3～4 年。设计新钻井 90 口，老井转注 40 口。

1990 年调整还在实施中，从已投产的新井情况看，新井生产指标均大大好于老井。

1990 年底，孤东油井投产油井 1284 口，开井 901 口，日产油水平达 13535 吨，年末含水 74.1%，含水上升率 5.57%，年产油 481.08 万吨，老井自然递减 23.17%，综合递减 15.81%；年末注水井 477 口，开井 410 口，日注水平 49097 立方米，年注水 1419.7 万立方米，地层总压降 1.41 兆帕，动液面 310 米。

四、草桥油田

草桥油田位于东营市广饶县草桥村。1961 年开始地震工作，1971 年 6 月在通 30 井沙四段发现油层，经测试日产油 4.4 吨。1972 年钻通 71 井，在馆陶组底部发现油层，常规试油气举日产原油 0.25 吨，原油相对密度 0.9934，50℃地面脱气原油粘度为 18854 毫帕秒，因油稠无法生产，长期关井。

至 1989 年底，该油田共钻井 88 口，取芯井 8 口，取芯进尺 787.38 米，岩芯长 638.95 米，平均收获率为 81.5%，油砂长 116.2 米。

（一）油田构造

草桥油田位于东营凹陷南斜坡构造带上，东为广饶凸起，西为纯化镇油田，南部被石村大断层切割，北部为牛庄洼陷，是纯化镇—草桥鼻状构造带的一部分。

草桥油田根据断裂系统和含油情况，可划分为三个区，以断层作为分区界线，石村断层的下降盘为南区；上升盘的东南部为东区，西部为西区，两者又以草 13—85 断层为界，分为两个主要开发区。馆陶组油层主要分布于构造部位较高的东区和南区，西区分布较零散（图 1–11–9）。

（二）油层与储集物性

草桥油田有馆陶组、沙一段、沙二段、沙三段、沙四段和孔店组等六套含油气层系。除沙四段外，其他五套含油层系油稠，油层物性差。

草桥油田主力含油层系的沙四段油层共分四个砂层组。沙四段 1、2 砂层组由灰质岩类组成，主要有：泥灰岩、石灰岩、生物灰岩、白云质灰岩、页岩等，简称“特殊岩性段”。第 3、4 砂层组，主要以粉细砂岩为主的砂、泥岩互层。平均有效厚度西区为 16.3 米；东区为 13.6 米。埋藏深度西区在 1300 米左右，东区为 1000～1200 米。储集空间类型为孔隙型，胶结类型多为孔隙—接触式，空气渗透率一般在 $50\times10^{-3} \sim 100\times10^{-3}$ 二次方微米。

馆陶组含油层系的油气层主要分布于底部的砂砾岩段，顶部、中部基本无油气层，仅在局部地区的玄武岩段见气层显示。

（三）油藏与原油性质

草桥油田沙四段为断层遮挡的屋脊式层状油藏，属正常压力系统，压力系数 1.0。原始地层压力东区为 10.79～10.95 兆帕，西区为 13.0 兆帕。油层以弹性驱动为主，油水关系相对简单，西区为两套油水关系，油水界面深度分别为−1340 米和−1390 米；东区为一套油水系统，油水界面深度为−1200 米。地面原油粘度一般大于 200 毫帕秒，地面原油相对密度一般大于 0.92。

馆陶组岩性复杂，构造简单，油藏属地层—构造油气藏。油层厚度为 20～30 米，具有统一的油水界面，在东区油水界面深度一般为−955 米，含油幅度 80 米，缺少底水，边水

西区沙河街组东区馆陶组构造图

拼图线

图 1-11-9　草桥油田综合图

不甚活跃。原油相对密度大，为 0.9761～1.0961，原油粘度在 50℃地面脱气的条件下为 1500～20000 毫帕秒，属低饱和烃、高芳香烃、高非烃特稠油。原油粘度虽然很大，但原油粘度温度的敏感性很强，特别是在 50～90℃区间，粘度变化范围大，平均每增温 10℃，粘度约下降一半，拐点在 90℃●。

（四）油田开发简况

草桥油田有两套主要开发层系，沙四段开发层系在西区采用腰部及边部点状、面积、不规则注水井网，井距 400 米；东区采用七点法面积注水井网，井距 400 米。西区于 1986 年投入开发，同年开始注水；东区于 1987 年投入开发。至 1988 年底共有采油井 51 口，注水井 21 口，年产油量 15.18 万吨，年产气量 559.77 万立方米，年注水量 33.92 万立方米，累计产油 42.53 万吨，产气 3776 万立方米，注水量 61.04 万立方米，综合含水 56.1%。

馆陶组油藏虽发现于 70 年代，但由于油稠，常规试油试不出油，那时又缺少热力开采的工艺手段，因此，一直未能开采。至 1988 年底，在草 20、通 71、广 3 等井用活动锅炉试油试采获得成功之后，开始了本区稠油热采的新局面。首先将东区开辟为第一期开发区，并设立 2 平方公里的开发试验区。经过一年多的实施，钻井工程基本结束，大部分井投入了注蒸汽吞吐开采，获得较好的效果，1991 年已建成了 60 万吨的生产能力，共生产原油 61 万吨。

五、八面河油田

八面河油田位于山东省寿光县境内，在小清河与新塌河之间，距小清河入海口约 10 公里。油田范围内地势平坦低洼，海拔高程仅 1.5～3.0 米。

1970 年 12 月，莱 11 井射开沙四段，1 层 3.5 米油层，抽吸日产油 4.1 吨，原油相对密度 0.9297，粘度 456 毫帕秒，是该油田内第一口见工业油流的探井。

1986 年 5 月，突击完成数字地震细测，测网密度达到 300×300 米。钻详探井 9 口，开发准备井 8 口，基本控制了含油范围。

截至 1987 年 4 月，开发区内共钻取芯井 14 口，取芯进尺 1864.32 米，芯长 1760.22 米，平均收获率 94.4%，油砂长 242.64 米。其中油基泥浆取芯井 2 口，取芯进尺 533.85 米，芯长 527,47 米，平均岩芯收获率 98.9%，油砂长 78.14 米。

（一）油田构造

八面河油田位于东营凹陷南部斜坡东段的八面河断裂构造带上。油田范围内断层发育，主要断层将油田分割成面 1、2、4、12、14 等 5 个较大断块。断层控制油气分布，高部位油气富集，形成屋脊式油气藏（图 1−11−10）。

（二）油层

八面河油田的含油气层系有古生界、孔店组、沙四段、沙三段中部及上部、沙一段、上第三系的馆陶组也解释有油层。

古生界：新角 7 井在井深 1520 米奥陶系潜山石灰岩中见油。

孔店组：新角 7 井在井深 1345～1475.5 米处见油浸粉砂岩。

沙四段、沙三段中部和沙三段上部：为八面河油田的主要含油气层系，也是目前投入开发的层系。砂岩储集层埋深 1100～1300 米。

沙一段：仅在面 1—9—7 井 1039.8～1050.4 米，解释油层 10.6 米。

●胜利石油管理局地质科学研究院，1991年5月，草桥油田馆陶组底部疏松砂砾岩稠油油藏沉积微相及储层特征。

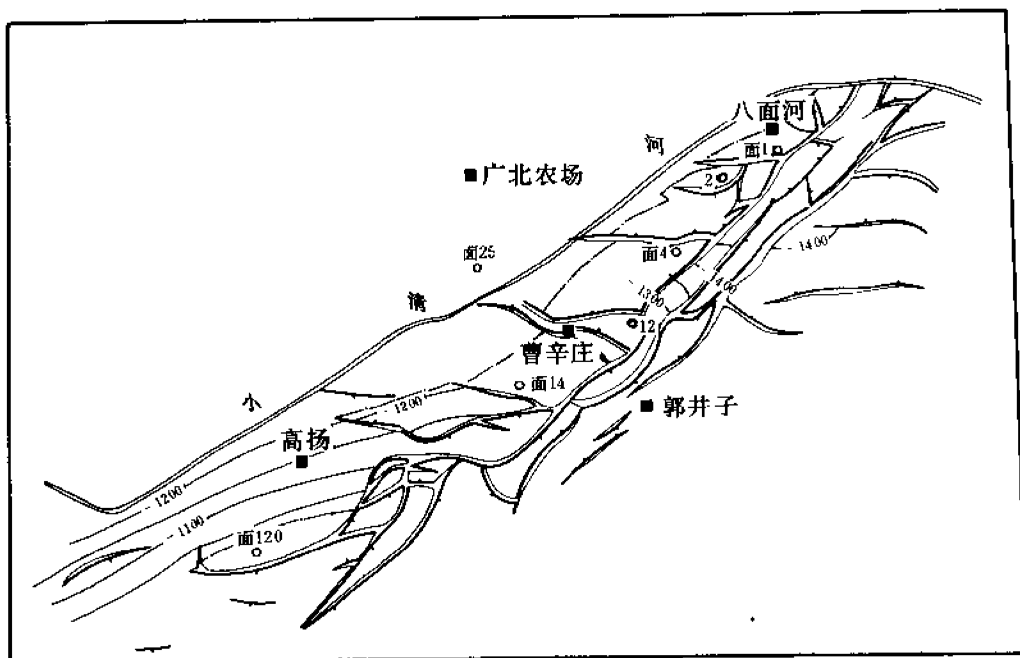


图 1-11-10　八面河油田沙四段构造图

馆陶组：在 18 口井中解释有油层，但均未试油。

（三）储集层特征

储油物性自上而下逐渐变差。沙三上埋藏浅、压实差，发育三角洲前缘相和三角洲平原相砂体，砂层薄、粒度粗，胶结物含量低，为接触—孔隙式泥质胶结，孔隙度平均 35.3%，渗透率平均 1468.1×10^{-3} 二次方微米。

沙三中发育三角洲前缘相砂体，砂层较厚，粒度较粗，胶结物成分、含量、胶结类型均与沙三上相近，压实较差，胶结疏松，储集层物性好，孔隙度平均 34.5%，渗透率平均 1326.1×10^{-3} 二次方微米。

沙四段压实程度较沙三段强，发育滨浅湖滩坝体，砂层薄，粒度较细。胶结物有灰质、白云质和泥质，储集层物性较沙三段差，平均孔隙度 31.0%，平均渗透率 574.5×10^{-3} 二次方微米。

层内非均质严重，渗透率最高 6481×10^{-3} 二次方微米，最低仅 7.8×10^{-3} 二次方微米，变异系数为 1.33。

（四）油藏

沙三上、中及沙四段共划分 14 个砂层组，40 个小层。其中沙三上 5 个砂层组，18 个小层；沙三中 3 个砂层组 6 个小层；沙四段 6 个砂层组 16 个小层。

一类小层 2 个，即沙三上第 5 砂层组第 1 小层和沙 3 中第 2 砂层组第 1 小层。二类小层 3 个，即沙 3 上第 3 砂组第 4 小层，第 5 砂组第 2 小层，沙 3 中第 2 砂组第 1 小层。其余为三类小层。

油气主要受断层和岩性控制。油气藏类型以断层—构造油气藏为主，其次为岩性—断层和岩性油气藏。

油层压力属正常压力系统。原始地层压力接近静水柱压力，各区块有统一的压力系统。压力系数接近1.0。地温梯度为3.44℃／100米，属正常温度梯度。各区块、各层系具有统一的温度系统，深度与温度的关系式为:

$$T=20.90+0.034422H$$

式中 T为地层温度（℃）；H为井深（米）。

各区块有不同程度的边水作用，均较微弱，以弹性驱动为主。油水关系比较复杂，不同区块、不同砂层组有各自的油水界面。沙三上第1砂层组的油水界面深度为1064米；沙四段第4砂层组的油水界面深度为1330米。

（五）油气水性质

沙三、四段原油具有三高一低的特点，即：相对密度高（0.906～0.9781）、含硫量高（1.1%～2.71%）、粘度高（91～7253毫帕秒）；凝固点低（平均-2～-5℃）。

天然气主要分布在沙三段，多为小气顶，成分以甲烷为主，含量大于95%，最高达99.32%，相对密度为0.5585～0.5857。

地层水矿化度：沙四段平均总矿化度为26897毫克／升，平均氯离子含量16100毫克／升。沙三段矿化度低于沙四段，均为$CaCl_2$水型。

（六）油田开发简况

1987年5月，八面河油田投人开发，划分为三套开发层系，采用300米井距，三角形井网，早期内部点状和边缘注水方式。

至1988年底，年产油80.6万吨，累计采油136.97万吨，综合含水59.7%。1987年开始注水，1988年注水177.25万立方米，累积注水192.26万立方米。

六、林樊家油田

林樊家油田位于惠民县境内，尚店以西，里则镇以北。1965年开始勘探，1981年在滨514井试油获工业油流，发现该油田。至1988年底共钻井59口。取芯进尺468.78米，岩芯长422.76米，收获率90%。

林樊家油田构造位于东营凹陷以西和惠民凹陷以东的林樊家凸起上。东部以尚西大断层为界，与尚店油田相邻；南部以林南大断层为界，与里则镇相邻；北部和西部为过渡边界（图1-11-11）。

该油田分东西两个区块，至1988年投人开发的东区，主要油层为东营组。东营组是一套砂、泥岩间互沉积，泥岩颜色有红色、灰色和灰绿色，砂岩为灰色泥质或灰质长石砂岩，岩性较细，多为粉砂岩或粉细砂岩；粒度中值0.31，分选系数1.47，渗透率392×10^{-3}二次方微米，孔隙度31%，平均有效厚度5.1米。油藏埋藏深度1000米左右。

油藏主要类型为地层型油藏。

地层压力为常压，东营组油层原始压力为10兆帕，压力系数0.96。以弹性驱动为主，油气水无统一界面。地面原油相对密度为0.9224～0.9325，地面原油粘度87～169毫帕秒。

林樊家油田东区于1984年投人开发，同年投入注水。井距350米，反九点面积井网。至1988年底有采油井42口，注水井17口，年产油量为7.61万吨，年产气量358.24万立方米，年注水18.13万立方米。累计采油18.11万吨，累计采气358.24万立方米，累计注水25.47万立方米，综合含水22.6%。

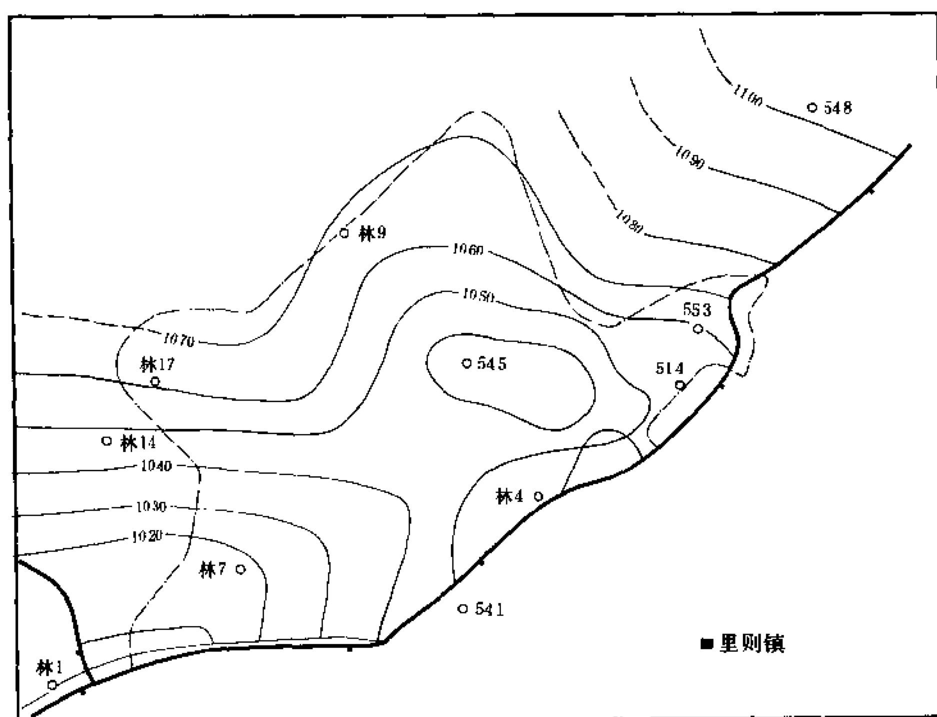


图 1-11-11　林樊家油田馆陶组构造图

第三节　低渗透油田

低渗透油田包括渤南、滨南、平方王、尚店、纯化镇、乔庄、孤南、五号桩、义东、义北、商河、大王庄、小营、高青、桩西、正理装、大王北、牛庄等 18 个油田。这类油田多为岩性油藏，一般埋藏深在 2600～3320 米，高压低饱和油藏居多；油层为沙二段、沙三段浊积砂体或沙四段薄层砂岩—灰质砂岩。空气渗透率低，一般 30×10^{-3}～300×10^{-3} 二次方微米，最低小于 10×10^{-3} 二次方微米。原油性质好，多为稀油，地下粘度 0.5～4.0 毫帕秒。部分油田为异常高压，压力系数 1.2～1.6。油层产能低，采油指数低至 0.1～0.32 吨／日·兆帕·米。单井日产液仅 20.8 吨，日产油 9.1 吨。由于产能低，长期处于低速开发状态。但从开采程度来看，潜力很大。

一、渤南油田

渤南油田位于山东省东营市河口区，1964 年 7 月于渤 1 井见油气显示，1971 年 10 月 19 日义 11 井测试沙三段，油管用 10 毫米油嘴、套管用 25 毫米油嘴获日产 1161 吨的高产油流。至 1988 年底全区共钻井 620 口，总进尺 208.02 万米，取芯井 117 口，进尺 5107.42 米，岩芯长 4804.76 米（其中油砂长 1695.1 米），收获率 94.1%。

(一) 油田构造

渤南油田在区域构造上位于沾化凹陷中部，北与埕东凸起以大断层相接，东与孤岛油田

相邻。

渤南油田由渤北断裂带（北区）、渤海农场背斜带（南区）组成。前者受南及南东下降的阶状断裂切割，由小断块组成；后者系主体部分，为一组北降断层切割的背斜，包括义7、义9、义11、义65、义21—1、义22、义43等断块。其中义43断块系两构造带之间的近东西向的北倾地堑。地层倾角北部较陡，最大10°，南部较缓为1°～8°。

油田内共有17条断层。其中5条主要断层，包括近东西向弧形断层4条，北东—南西向断层1条，断距70～400米，延伸10～14公里，对构造起分割作用。其余多为北东—南西向小断层，断距小于100米，断层面倾角35°～53°，一般为45°（图1-11-12）。

（二）油藏类型

渤南油田为断块与透镜体砂岩组合的构造—岩性油藏，还有岩性油藏。如义65井区的沙三下油层，处于构造低部位，但含油仍较好。油藏天然能量弱，由于是透镜体油层，横向连通范围小及受断层分割，无边水或很少边水补给，也无气顶，主要为弹性驱动。

油藏有高压异常及正常压力两种压力系统。北区及南区义11断块西部（大致以义49井为界，以东为正常系统，以西为异常系统）为异常压力区，压力系数分别为1.5及1.285；其余区块为正常压力系统。原始地层压力35.7兆帕，饱和压力17.4兆帕，地饱压差高达17.7兆帕，为高压低饱和油藏。

油水界面不规则，由于砂体小，有的砂体满块含油，有的仅一、二口井含油。部分油层的油水界面不能确定，1～4砂层组的部分断块的油水界面深度如表1-11-23所示。

表1-11-23　渤南油田油水界面数据表

砂层组	断块	井号	油水界面深度(m)
1		义61	2975
	义11	义74	2915
	义22	义78	3029.2
2	义7	义37	3228
	义9	义9	2808
	义11	义71	2927.6
		义74	2946.2
3	义7	义37	3292
	义11	义33	2970.4
		义48	2960
4	义11	义11	2960
		义74	2994
		义76	2975.4
	义22	义76	3180

沙三段构造图

图 1-11-12　渤南油田综合图

（三）储集层特征

沙三段油层岩性为长石细砂岩，由上向下粒度变粗，有含砾砂岩及中砂岩。主要成分石英45%～54%，长石30%～40%，岩块12%～20%；胶结物为泥质及灰质，含量均低于10%，并含少量（2%～4%）白云质。东营组及沙二段为砂岩油层，沙一段为薄层（0.2～0.4米）白云岩裂缝含油。

油层胶结致密，物性较差，空气渗透率100×10^{-3}～400×10^{-3}二次方微米。第5砂层组以下，物性更差，多在100×10^{-3}二次方微米以下；1～5砂层组平均渗透率为193×10^{-3}二次方微米；6～9砂层组平均22×10^{-3}二次方微米；全油田平均89×10^{-3}二次方微米。第2砂层组渗透率最高，为200×10^{-3}二次方微米左右，第9砂层组最低，只有1.7×10^{-3}～6×10^{-3}二次方微米。

油层孔隙度自上向下降低，据岩芯分析沙三^{2}为24.1%，沙三^{3}为21.6%，沙三^{5}为20.8%，沙三^{9}为18.4%，全油田平均21%。油层产能低，采油指数为0.024～0.85吨／日·米·兆帕，一般低于0.2吨／日·米·兆帕。含油饱和度低，据测井解释义11断块含油饱和度平均64.4%，其它区块平均61.4%。

（四）油、气、水性质

油质较好，各层段原油地面相对密度较小，多为0.85～0.88，少数较高；粘度普遍低于20毫帕秒。各层段原油的分析数据见表1-11-24。

表1-11-24　渤南油田原油分析数据表

层位＼原油分析			相对密度	粘度(mPa·s)	凝固点(℃)	含硫量(%)	含蜡量(%)
东营组			0.85～0.91	9～292	28～35	0.1～0.6	/
沙一段			0.85～0.88	12～60	30～40	0.25～0.89	34.7(义18井)
沙二段			0.86～0.88	12～49	29～32	0.25～0.29	/
沙三段	1～3砂层组		0.85～0.90	6～30	22～34	0.11～1.0	19.4(义11井)
	4～5	东部	0.84～0.87	6～10	21～29	0.07～1.1	
		西部	0.92～0.95	139～1090	32～34	2.5～2.9	
	6～7		0.86～0.88	10～20	29～31	0.12～0.68	
	8		0.97	3610	33～34	3.81～3.89	
	9		0.85～0.88	8～13	25～33	0.17～0.68	

天然气主要为溶解气，原始油气比101～116立方米／吨，平均107立方米／吨。成分以甲烷为主，重烃含量较高，并含较多的CO_2及H_2S，（最近在新义37—1井发现0.9平方公里纯气层），天然气分析数据见表1-11-25。

油层水矿化度低，全为$NaHCO_3$型，总矿化度东营组为4305～8026毫克／升，沙一段为16289，沙二段为4869，沙三段为4503～14000，普遍低于10000毫克／升。

（五）油田开发简况

渤南油田东营组、沙一段及沙二段三套油层均是在少数油井试采，沙三段为主要开发层系。油田开发可分以下阶段：

表 1-11-25 渤南油田天然气分析数据表

井号	层位	CO_2+H_2S (%)	N_2 (%)	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 (%)	C_4H_{10} (%)	C_5+ (%)	相对密度
新义 12	东营组	4.65	0.58	73.68	7.73	8.96	3.61	0.78	0.7928
义 18	沙一段	4.45	0.45	83.89	2.48	4.21	3.16	1.87	0.7337
义 11	沙三^{2}	3.66	0	70.75	9.35	8.50	5.01	2.75	0.8430
义 19	沙三$^{2-3}$	4.31(全为 CO_2)	0.98	72.66	8.42	8.04	3.99	1.60	0.8072
	沙三$^{4-5}$	5.49	0.41	82.49	5.11	3.79	1.75	0.95	0.7138
义 65	沙三^{9}	16.3(全为 CO_2)	0.23	61.49	11.04	7.32	2.73	0.89	0.8935

1. 单井试采阶段（1971 年 10 月～1973 年 6 月）

先后在义 11 等 17 口井进行试采，初期单井日产油 200 吨，后期下降为 55 吨，累计产油 6.02 万吨，其中义 11 井区生产 56253 吨，采出程度 0.78%，地层压力下降 3.53 兆帕。

2. 弹性开采阶段（1973 年 7 月～1975 年 8 月）

产量压力下降均快，投产油井由 17 口增加到 38 口，而日产水平由初期的 1596 吨下降到 783 吨。此阶段综合含水 9.4%，含水上升率 3.6%。本阶段义 11 井区（主要开采区）日产水平由初期 1229 吨下降到 217 吨，总压降达 18.23 兆帕，低于静水柱 10.2 兆帕，油井停喷，部分井抽油已很困难，进入溶解气驱开采，开发效果较差。

3. 注水开发阶段（1975 年 9 月～1984 年底）

(1) 注水见效期（1975 年 9 月～1978 年 9 月） 油田各区块相继注水后，在 700～1000 米井距情况下，注水三个月后生产井开始见效，改变了被动局面，采油速度也逐步上升，此阶段综合含水 6.2%。义 11 井区 1978 年 9 月日产水平达 832 吨，比注水前增加 615 吨；采油速度大幅度上升，总压降回升到 15.2 兆帕，回升 3.03 兆帕。长期不能正常生产的义 49 井恢复了生产；义 46 井在 1975 年 5 月转抽时，下泵到 1049 米抽不出东西，又通过注水恢复了自喷。

(2) 注水稳产期（1978 年 10 月～1984 年 12 月） 义 11、46、47 等井相继在注入水后含水上升，产量下降，至 1979 年 12 月，综合含水 22.5%，含水上升率 8.2%。1979 年 11 月，新义 11—1 井转注，使义 11 井区东部有了注水井，改变了单向受效的状况，使情况有所好转。1980 年以后，因部分注水井吸水状况变差及含水上升，单井产量下降，油田递减增大。1984 年底，综合含水 51.9%，单井日产油下降为 16 吨；主要依靠投产新井、老井作业，及配产配注调整，使油田保持年产油 30 万吨以上。

1985 年，因含水上升到 53.1%，日产液量由 1984 年的 1534 吨下降为 1497 吨，以及 6 口井停产，使年产油量由 1984 年的 31.4 万吨下降到 26.7 万吨。

4. 整体调整上产阶段（1985～1988 年）

该阶段主要对一区、三区沙三、五区、六区、八区进行了整体调整。新动用了三区沙二、四区、九区、102 块、116 块、118 块六个区块。新建年产能力 79 万吨。年产油量突破 160 万吨。

至 1988 年 12 月，全油田有油井 313 口，开井 258 口，日产油水平达 5386 吨，日产液水平 9017 吨，平均单井日产油 20.9 吨，单井日产水 34.9 吨，综合含水 40.3%。综合递减 6.93%，自然递减 16.19%。年产油量 167.1 万吨，累计产油量 726.1 万吨。注水井 150 口，

开井 128 口，日注水 15536 立方米。月注采比 1.38，累计注水 1486.23 万立方米，累计注采比 0.93。累计地下亏空 110.04 万立方米。

二、尚店油田

油田位于山东省滨州市境内。地面海拔一般 9～10 米。1966 年 10 月滨 24 井在沙三、沙四段发现油层 4 层 13 米。至 1988 年底油田境内共钻井 162 口，总进尺 234667.67 米，取芯井 11 口，进尺 1316.27 米，岩芯长 1143.65 米（其中油砂长 215.56 米），平均收获率 86.90%。

（一）油田构造与油藏类型

尚店油田为一断鼻构造，位于东营凹陷西部、平方王构造的西北端，西接林樊家构造。鼻状构造被 11 条断层划分为 5 个断块区：从西至东为滨 308 断块、滨 28 断块、滨 30 断块（包括滨 73 断块）、滨 255 断块（包括滨 72 断块）及滨 79 断块。馆陶组、东营组、沙一段油层，在油田西部为地层超覆油藏；油田中部滨 30、255、79 断块区，沙一段油层为地层和岩性油藏；沙三段、沙四上、中油层为地层—构造油藏和断块油藏。滨 30 与滨 79 断块底水充足，靠底边水驱动，投产初期一般自喷能力强、产能高。其余断块无底水，靠弹性能量驱动，产能较低。另外在构造高部位的沙四上、中地层中有天然气顶存在，主要分布在滨 255 和滨 79 断块。由于油田受断块控制，全油田没有统一的油水界面。全油田平均原始地层压力 14.3～15.6 兆帕，平均饱和压力 8.7～14.0 兆帕（图 1-11-13）。

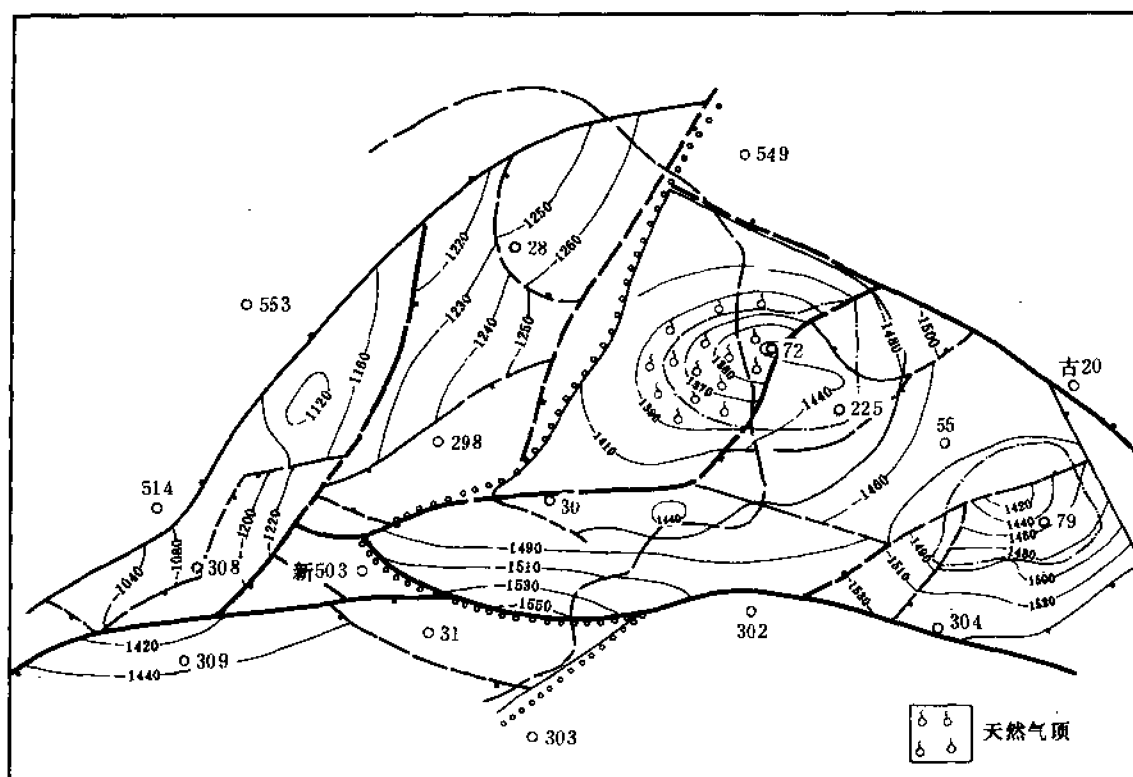


图 1-11-13　尚店油田沙三段构造图

（二）油层物性

尚店油田属于低渗透油藏，渗透率范围在 $44\times10^{-3}\sim1000\times10^{-3}$ 二次方微米之间，有效孔隙度 23%～31%，平均原油饱和度 65%。

（三）油、气、水性质

尚店油田滨 72 断块的沙四中及滨 255 断块的沙三段顶部含气，天然气中甲烷含量为 95%，是气层气。

不同层位的原油性质有所差异，总的趋势是沙二段以上油质比较稠，沙三段、沙四中油质比较轻，沙二中 2 油稠。

地层水矿化度变化不大，沙二段以上总矿化度 20000～40000 毫克／升，沙三段—沙四上总矿化度 50000～60000 毫克／升，沙四中矿化度 40000～80000 毫克／升。沙三段、沙四段水型为 $NaHCO_3$ 型。

（四）油田开发简况

尚店油田自 1970 年投入开发以来，已历时十年之久。根据主力油层沙三段、沙四段的开发历程可分为：

1. 天然能量开发阶段（1969 年 12 月～1977 年 6 月）

此阶段历时 6 年 6 个月，累计采油 141.64 万吨。1975 年到 1976 年，对沙三、沙四上层系实行强化采油，对部分油井进行了查层补孔、换层生产等措施，油田产量大幅度上升。由 1974 年末的日产 581 吨上升到 1976 年 3 月的日产 1259 吨；单井日产从 18.2 吨上升到 39.3 吨。由于地层能量没有得到补充，从 1976 年下半年开始，产量迅速递减；到 1977 年底全油田日产已降到 448 吨，低于 1974 年末的日产水平。主要区块的总压降达到 5.0 个兆帕，在此阶段，主要开发滨 30 和滨 79 两个断块。

滨 30 断块地层能量充足，底水活跃，水体体积约为油层体积的 4.5 倍，从投产以来一直高速开采，油井生产能力旺盛；投产初期，控制油井采油速度生产，主要是控制底水上串。另外还采用了射孔留足剩余厚度和打人工隔板的方法，较有效地控制了底水推进。1975 年开始对断块内的 13 口油井中的 8 口井放大油嘴，原油年产量由 1974 年的 9.18 万吨猛增到 20.93 万吨。但同时造成了地层压力急剧降低，该断块原始地层压力 14.6 兆帕，饱和压力 14.1 兆帕，至 1975 年末地层总压降 2.8 兆帕，低于饱和压力 2.3 个兆帕，油层脱气，溶解气驱作用日益增大。一些由于含水上升而停喷下泵的油井，由于油气比增大又恢复了自喷能力，加剧了油层能量的消耗。综合油气比经历了稳定→上升→下降的三个过程。油田原始溶解油气比 62 立方米／吨，到 1976 年 6 月增至 403 立方米／吨，到 1976 年底又降为 236 立方米／吨。这标志着油田已进入溶解气驱的后期，在此过程中出现原油相对密度增大和天然气相对密度减轻的有规律变化，另外由于放大压差采油，又出现了沙三段的严重出砂问题。

滨 79 断块属于低渗透率油藏，天然能量不足，压力下降快。到 1976 年底，压降已超过 6.0 兆帕。由于能量不足，该断块投产后，产量递减幅度较大；1976 年年综合递减率 62%，自然递减率 50%，急需注水补充能量。

2. 注水开发队段（1977 年 6 月～1984 年 12 月）

此阶段历时 7 年半，累计采油 172.49 万吨。由于注水，油田总的开发形势趋于好转；主要开发单元压力、产量回升，老井实现了稳产。再加上新井的不断投产，产量年年增加，1984 年底，含水 61.8%。下面分断块介绍油田开发概况。

(1) 滨30断块　1977年6月开始注水以后，地层压力有所回升，扭转了该断块前两年由于高速开采而引起的严重递减局面。到1980年，已弥补亏空23万立方米，恢复地层压力3.0兆帕，这期间采取强注、强采措施。1983年以前注采比保持在1.3以上，1984年加密调整方案实施完后，注采比保持在1.0左右。滨30断块是典型的注水保持高产稳产的油藏。该断块注水已历时7年之久，含水上升速度较慢，至1984年底油藏含水仅达70.1%。

(2) 滨79断块　1977年6月开始注水以后，全块的开发形势趋于好转，表现为油井纷纷受效、动液面上升、油气比下降、含水基本稳定。在注水初期，为促使油井见效，采用了较大的注采比；1977年11月～1978年5月，注采比达到2.5左右。油井受效后，注采比逐渐减少。1984年对该断块采取了加密调整，日增产能97吨，区块日产能力由165吨上升为263吨，取得了较好的效果。

(3) 滨28断块　于1979年投产，投产初期油井全部含水，综合含水达到58.6%。主要动态特征为：①无水采油期短，含水上升快，产量递减快；②块内连通好，天然能量不足，需要注水保持地层压力。该块主要投产层是沙一段油层。据岩芯观察，沙一下有裂缝存在，新井投产后，井间干扰现象严重；由于地下情况比较复杂，在初期只选了两口井进行试注。在注水试验中取得了效果：注水井周围油井地层压力普遍回升，油井含水上升速度减缓，油井的产液量和产油量趋于稳定。1981年开展找堵水工作，初期增油32吨，减水84立方米，含水比1980年下降了3%。1982～1984年12月，由于未及时采取措施，致使产量节节下降，降低了开发速度。

(4) 滨255断块　1978年共有4口井，其中滨255井转注，另外三口生产井均见到了效果。该断块产量一直稳定，注采比较高，一般保持在1.25左右，地层压力一直稳步上升。加强封水堵水工作后效果明显。于1984年打加密井5口，日增产能116吨，使区块的日产能力由103吨上升为219吨。加密调整后新、老井的生产特征是：产能稳产，含水稳定，地层压力基本稳定，取得了较好的调整效果。

(5) 滨308断块　1982年投入开发，至1984年12月还未注水。该块产能低而稳，1984年平均单井产能仅5吨／日，主要是地层能量不足。目前地层压力仅有4.4兆帕，急待迫切解决的问题是注好水，促使油井见效。

3. 加密调整阶段（1985～1988年底）

1985～1988年对滨30断块西部、滨79、滨255断块进行了加密调整。新动用尚南储量，新建能力8万吨。共钻新井61口，投新井53口，投转注井22口。四年来年产油量保持在32万吨以上。

至1988年12月，全油田共有油井153口，开井112口，日产油水平达966吨，日产液水平3914吨，平均单井日产油8.6吨，日产液34.9吨。综合含水75.3%。综合递减3.64%，自然递减10.2%，年产油量35.0万吨，累计产油450.7万吨。注水井43口，开井37口，日注水平4168立方米，累计注水1078.8万立方米，月注采比0.88，累计注采比0.68，累计地下亏空498.9万立方米。

三、纯化镇油田

纯化镇油田位于山东省博兴县境内，地面海拔在7～9米。1965年于通5井首次发现沙四段上部含油层系，经测试获得了日产73立方米的工业油流。至1988年底油田境内共钻井212口，总进尺54.13万米，取芯井23口，进尺1882.09米，岩芯长1671.12米，收获率为88.80%（其中油砂长119.40米）。

（一）油田构造

纯化镇油田的构造位置在东营凹陷南斜坡纯化镇—草桥断鼻带的西北部，是一个被断层复杂化的鼻状构造。内部受几组向南西凸出、向北西收敛的弧形断层所控制，在次级断块间发育着不完整的背斜和向斜。含油面积46.2平方公里。

（二）油藏类型

已开发的三套含油层系其油藏类型各有差异：沙二段纯5断块与沙二上油藏为构造圈闭油藏。沙四段上部油层组为断层遮挡的层状构造油藏，储集层薄、渗透性差，但是在平面上分布面积广，很稳定，连通性较好。沙四段下部油层组为透镜体状岩性油藏。纯化镇油田天然能量不足，初期开发主要是依靠弹性能量。

（三）油层及油层物性

沙二上油层岩性为砂岩，仅纯5和纯12断块含油，含油面积2.07平方公里。

沙四上部为复杂岩性段，储集层主要有砂岩和石灰岩两类，是油田的主力含油层系。油层分5个砂层组20个小层。该层组沉积稳定，东部灰质岩较发育，西部砂岩发育转好。

沙四下部油层岩性为泥质、硬石膏胶结的粉砂岩。油层分布面积7.95平方公里，主要分布于1号大断层以南，北部10号断层以北，油层层数多，井段长。有效孔隙度20%，空气渗透率平均32×10^{-3}二次方微米。

据油层岩芯分析资料，砂岩渗透率较高，在100×10^{-3}二次方微米以上，而石灰岩渗透率较低，一般小于30×10^{-3}二次方微米。

纯化镇油田各断块沙四上部油层的油水界面深度数据见表1–11–26。

表1–11–26　纯化镇油田沙四上部油水界面表

断　块	界　面　位　置	界面深度(m)
纯6–3	纯6–1井与纯6–16井之间	2270
纯19	纯19井与纯19–2之间	2344
纯1	纯1井与纯21井之间	2118
纯12–1	纯12–1井与纯12–5之间	2300

（四）油气水性质

纯化镇油田的原油性质较好，一般地面原油相对密度0.85～0.88，地下相对密度0.77～0.83，在纵向上和平面上都变化不大（表1–11–27）。

表1–11–27　纯化镇油田原油物性表

项　目		沙二段	沙四上	沙四下
相对密度	地面	0.868～0.893	0.855～0.885	0.872～0.893
	地下		0.769～0.827	0.808～0.826
粘度(mPa·s)	地面	14.7～42	8.5～37	2.0～50
	地下		2.5～6.4	5.2～8.5

沙四上部油层的原油性质较好，沙三段、沙四下部油层稍差。在平面上原油性质的变化有由东往西变好的趋势。西部原油相对密度一般为0.85～0.87，地面粘度10～20毫帕秒；东部地面原油相对密度一般为0.87～0.89，地面粘度20～35毫帕秒。

沙四上原油含蜡量高，一般为17%～24%；凝固点高，一般为30～35℃；并且西部含蜡量高于东部。西部油质含量较高，沥青质含量较低；因此原油的相对密度小，粘度低（见表1-11-28）。

表1-11-28　原油组分统计表

区域	原油组分(%)			含蜡量(%)	蜡融点(℃)	凝固点(℃)
	油质	酒精—苯胶质	沥青质			
东部	53.1～61.3	18.8～23.9	3.2～5.4	17～19	53～55	32～34
西部	59.8～66.3	12.7～14.2	2.6～3.3	20～24	51～54	30～35

油田原始油气比30～42立方米／吨，天然气组分中CH_4占63%、$C_2H_6$8.6%、$C_3H_8$14%、N_2%、CO_2+H_2S含量2.1%，其它占10.3%。

纯化镇油田水为$CaCl_2$型，矿化度变化范围较大，为20000～135000毫克／升。

（五）开发简况

纯化镇油田自1971年投入开发以来，大体上可分为两个开发阶段：

1. 弹性开发阶段（1971年1月～1976年3月）

在这期间油田主要是依靠油层的弹性能量来进行开采，油层的能量消耗较大，地下亏空严重，压力和产量下降幅度大。油田平均地层压力由25.92兆帕下降为19.32兆帕，年压降为1.32兆帕，阶段总压降12.44兆帕。单井日产油由32吨下降为17吨。尽管在这一阶段中油田压力下降大，产量自然递减快，但是由于采取了酸化、补孔、下大泵等增产措施，再加上逐年有新井投产，因此，全油田的总产量还是逐年增加的。

这一阶段中，在纯17断块开展了注水实验，并编制了以完善注采井网为主要内容的注水方案。

2. 注水开发阶段（1976年4月～1988年12月）

1976年4月到1988年底为油田注水开发阶段，也是油田逐步完善注采系统阶段。在这一阶段中先后进行了三次注采调整，都取得了较好的效果。这期间根据含水变化又可分为三个开发阶段：

（1）含水稳定期（1976年4月～1979年7月）　在这一阶段中含水稳定、产量上升的主要原因是：①新井的相继投产；②9口井相继转注，使注水见效井数不断增加，提高了油井产能；③对老井进行了大量的增产挖潜工作。

该阶段属于油田注水的初期阶段，油井纷纷见效，含水相对稳定，地层压力下降速度减缓，阶段含水上升率为1.18%。

（2）含水上升期（1979年8月～1984年3月）　该期为油田含水上升，产量下降。由于沙四段油层层间差异大、非均质程度高，初期笼统注水造成了部分油井见水早，含水上升快。1978年以后，随着采出程度的不断提高，除主力油层上部水淹程度提高、水洗面积增

大外，其它砂层组在部分井区也都被水淹，多层出水。

沙四段油层多而薄，埋藏较深，使井温测井找水和卡堵水层工作受到一定的限制，部分中、高含水油井出水层都得不到有效的控制。另外，部分边部油井由于边底水的侵入使得含水上升。

在这一阶段中增产措施较少，不少井的生产潜力没有得到充分发挥，这也是该期产量下降，含水上升的原因。

纯化镇油田从 1981 年底进行高压注水，泵压由 17.0 兆帕提高到 19.0 兆帕，改善了部分井的吸水状况，提高了层段注水合格率和油田注水量，但还有部分井未从根本上得到改善，欠注量比较大，需要继续提高泵压注水。

(3) 含水下降期（1984 年 4 月～1988 年 12 月）　该期随着注采井网逐步完善，注水储量不断增加，地层压力稳定并上升。开始总压降 1.244 兆帕，期末总压降 1.142 兆帕，年产油量保持在 30 万吨以上。

1986～1988 年新建纯 36～69 块，建成能力 4 万吨／年。并对老区块进行了全面调整，三年共钻井 99 口，投产新井 81 口，投转注井 32 口。

至 1988 年 12 月，共有油井 147 口，开井 120 口，日产油水平 965 吨，日产液水平 1638 吨；平均单井日产油 8.0 吨，日产液 13.7 吨，综合含水 41%，综合递减 6.40%，自然递减 12.91%。年产油量 32.05 万吨，累计产油量 473.7 万吨。注水井 48 口，开井 43 口，日注水平 2865 立方米，累计注水 579.5 万吨，月注采比 1.36，累计注采比 0.57，累计地下亏空 436.4 万立方米。

四、乔庄油田

乔庄油田位于山东省博兴县内。1975 年 8 月于梁 14 井发现沙三中油砂,该井在 3128.3～3151.2 米测井解释油层 5 层 15.7 米。1977 年 2 月试油，射开井段 3128.3～3145.0 米，用 5 毫米油嘴求产，日产油 42.5 吨。截至 1988 年底，共完钻各类井 36 口，其中取芯井 3 口，取芯总进尺 134.18 米，芯长 129.18 米，收获率 96.3%，油砂长 7.21 米。岩芯孔隙度分析样品 280 块、空气渗透率样品 262 块、残油（水）饱和度样品 20 块，取高压物性资料 2 个，试油 19 口井 32 层次，基本搞清了该油田油层的物性及产能。

（一）油田构造

乔庄油田位于东营凹陷、利津洼陷南端。总趋势为南、西高，东、北低。三条近东西向的断层将油田分成三个断块：梁 14 断块、梁 53 断块及梁 20 断块。梁 14 断块为一被断层切割的单斜，南高北低。梁 53 断块为南北两条断层所夹的地垒，为本区的最高部位。梁 20 断块为一局部鼻状构造。主力含油断块是梁 20、梁 14 断块（图 1-11-14）。

（二）储集层与油藏类型

该油田储集层单一，为沙三中浊积岩体。受构造和岩性的影响，梁 14 断块砂层厚度西薄东厚，据 6 口井统计，平均单井油层厚度 7.08 米。梁 20 断块西部为尖灭线，砂层和油层都减薄，平均有效厚度 11.0 米。梁 53 断块有效厚度 5.2 米。油层埋藏深度为 3050～3190 米。

砂体在纵向上较集中，为底粗顶细正韵律沉积。底部含砾，向上为细砂岩和粉砂岩。平面上因受沉积时古地形的影响，砂层分布不均。储集层非均质性较强，岩芯平均有效孔隙度 15.3%，空气渗透率变化较大，平均 151×10^{-3} 二次方微米。胶结物以泥质为主，泥质含量平均 7.1%。储集空间为粒间孔隙。

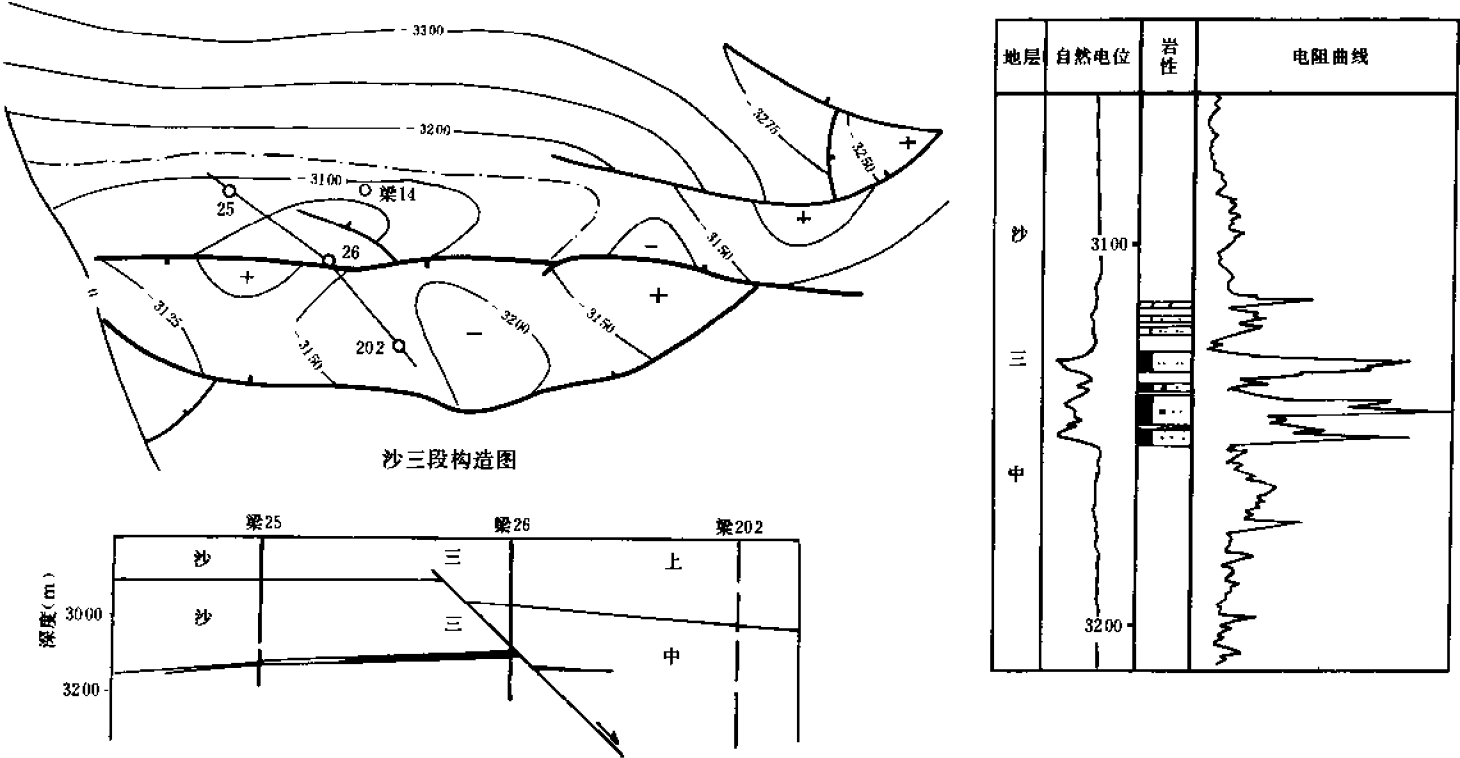


图 1-11-14 乔庄油田综合图

沙三储集层划分为2个砂层组，7个小层。第1砂层组全区发育，第2砂层组仅在东部沉积。第1、2砂层组之间的隔层主要为含灰质泥岩，一般厚度2~3米，分布稳定。

乔庄油田为岩性—构造断块油藏，原始地层压力接近静水柱压力，压力系数0.97~1.02，油层温度123~153℃。油层弹性产率较高，如梁14—2井弹性产率155.5吨／兆帕，表明有较强的边底水能量，属弹性承压驱动油藏。平均有效厚度10.2米。油水界面在海拔−3150米附近。

（三）油气水性质

原油相对密度低，平均0.8745，粘度一般在10~40毫帕秒。天然气分析资料较少，据梁14井分析，甲烷含量71.71%，二氧化碳4.1%，相对密度0.8230。地层水矿化度较高，一般在20000毫克／升以上，最高48176毫克／升，水型多为$NaHCO_3$型，少量为$CaCl_2$和$MgCl_2$型。

（四）油田开发简况

1986年，乔庄油田建成梁14断块生产能力，滚动勘探开发梁20断块。梁14断块为三角形井网，500米井距；梁20断块为三角形井网，550米井距。截至1988年底，有采油井22口，注水井14口。1986年底，梁14断块开始注水开发；梁20断块于1987年初注水开发。1986年乔庄油田的开发形势相当严峻，产量递减严重，年自然递减66.07%，年综合递减59.62%。但是通过1987年的努力，尤其是梁14块的注水开发，与1986年同期相比，开发形势大有好转；自然递减降为35.65%，综合递减降为12.54%。总的特点是：日产液量下降，日产油下降，综合含水上升，地层压力下降。1988年乔庄油田的开发形势进一步变差，表现为：一是递减严重，年自然递减44.0%，年综合递减39.3%；二是日产油水平由1987年12月份的214吨降至1988年12月的84吨；日产液、日产油下降的主要原因有三个：一是梁14块西部第1砂层组油井含水上升，东部第2砂层组边水进一步突进，造成油井含水上升；二是梁20块梁20井电泵坏转抽，套管破，由1987年12月的不含水，至1988年12月变为含水97.1%，日产液由82.2吨／日降至30.2吨／日；三是开井数减少5口，其中两口是含水井关井，另外3口井转注，使日产液降为30.2吨。但地层压力有所回升，油层压力由2.617兆帕升至2.94兆帕，年增加0.331兆帕；总压降由0.574兆帕降至0.234兆帕，年减少0.34兆帕。1988年年产油4.89万吨，年产气279.3万立方米，年注水23.83万立方米，累计采油21,3万吨，累计产气0.11亿立方米，累计注水42.81万立方米，综合含水72.6%。

五、孤南油田

油田位于山东省东营市河口区。于1975年下半年钻探的孤南2井在沙河街组（2579~2753米）发现油层5层32.1米，测试其中4层25.3米油层，日产原油203.6吨，水2.9立方米。至1988年底全区共钻井120口，总进尺34.67万米。取芯井29口，进尺1128.16米，岩芯长1015.88米（其中油砂长154.85米），收获率90.0%。

（一）油田构造

孤南油田构造位置在沾化凹陷东部，孤南洼陷西北侧，与孤岛潜山披覆构造带相邻。其间有孤南大断层分隔，断层西侧为孤岛油田。

孤南油田系孤南大断层下降盘断裂伴生鼻状构造，东西长约2.5公里，南北宽约1.5公里，面积约3平方公里。地层向南东方向倾斜、倾角约6°~10°。

区内有正断层8条，孤南大断层为对油气起遮挡作用的主断层。该断层呈弧形，西部走

向北东，向东转为近东西向，断面倾角 50°～70°，落差 200～350 米。其余断层多与孤南断层斜交，分为北西、北西西及北东向三组，落差 100～200 米。此外，在断块内部，据油水界面差异，还有两条高角度小断层，落差 20～40 米。整个构造被断层分割为多个小断块。

（二）油藏类型

孤南油田为小断块层状油藏，包括 6 个含油小断块，每块面积仅 0.1～0.2 平方公里。其中孤南 2—1、2—6、2 等三个断块为主要含油断块，具三个特点：①油层天然能量弱，易出水，主要含油断块四周均被断层封隔，边水范围小；但又因断块小，油层较厚，有底水衬托。油井自喷期短，如孤南 2 和孤南 2—7 井试采自喷期分别为 38 天和 19 天，油井投产初期即含水。②油层属正常压力系统，压力系数接近 1。③油水界面变化较大，各层组及各断块均有各自的油水界面（表 1–11–29）。

表 1–11–29　孤南油田油水界面数据表

油水界面深度(m)＼断块 层位	孤南 2—6	孤南 2—1	孤南 2—11	孤南 2	孤南 2—5	孤南 2—8
东营组	2200	/	2204	2400	2252	2350
沙一、二段	2480	2540	2550	2625	/	/
沙三段	2630	2630	/	2730	/	/

孤南油田有东营组、沙一段、沙二段、沙三段及中生界五套含油层系。其中东营组、沙二段为主要含油层系，地质储量分别占油田总储量的 37.6%和 36.3%；油层埋藏深度 2100～2740 米，分布井段长约 640 米。

中生界油层岩性为凝灰岩、凝灰质砂岩、砾岩及安山岩。因钻遇井不多，且未取芯，对储集层电性特征认识差，系孔隙储油或裂缝储油尚不清楚。

（三）油层物性

据孤南 2—9 井少量岩芯测定，孔隙度中等，为 22%～25%；渗透率较低，但变化较大，最高可达 2164×10^{-3} 二次方微米，最低仅数个 10^{-3} 二次方微米，普遍低于 500×10^{-3} 二次方微米。泥质含量普遍低于 10%。

（四）油、气、水性质

原油具有相对密度低（0.8484～0.8744）、粘度低（8～29.8 毫帕秒）、含硫低（0.02%～0.66%）、凝固点高（14～43℃）等特点。各组油层的原油性质比较接近。

地层水全为 $NaHCO_3$ 型，矿化度低，总矿化度为 6630～7655 毫克／升，Cl^- 为 1413～2515 毫克／升，变化不大。地层由新到老，矿化度略有下降趋势（表 1–11–30）。

（五）油田开发简况

1. 试采阶段（1976 年 8 月～1984 年 2 月）

孤南 2 井于 1976 年 8 月底试采沙一—沙三段油层，初期自喷日产油 158 吨，38 天后停喷，以后断续抽油生产，至 1978 年 4 月关井。

1983 年 9 月孤南 2 井重新试采，随后孤南 2—1，孤南 2—6 共 3 口井投入试采。至 1984 年 2 月累计产油 4.8 万吨，平均日产油 422 吨，日产水 64 立方米，综合含水 13%。

表 1-11-30　孤南油田油层水性质数据表

层　位	井　号	总矿化度 (mg／l)	Cl^- (mg／l)	SO_4^{2-} (mg／l)	水　型
东营组	孤南 2—5 孤南 2—2	7033 7553	2515 2468	93 53	$NaHCO_3$ $NaHCO_3$
沙二段	孤南 11	7653	2403	35	$NaHCO_3$
沙三段	孤南 2 孤南 12	6756 6784	1620 1808	／ ／	$NaHCO_3$ $NaHCO_3$
中生界	孤南 2—7	6630	1413	／	$NaHCO_3$

2. 详探开发阶段（1984 年 3 月～1985 年）

1984 年 3 月，根据详探与开发相结合的方针，编制了孤南油田详探开发部署方案。采用均匀与不均匀相结合的点状面积井网，设计井数 15 口（新钻探 12 口），井网密度为 18.8 口／平方公里。至 1985 年 1 月，共完井 7 口，均获工业油流，当年 5 月共有井 11 口，开井 10 口，日产油 436 吨，累计产油 18.9958 万吨。该阶段油井生产有以下特点：

1）各含油层系产能高，但递减快。由于各含油层系油质轻、粘度低、油层单层厚度较大，连通性好，在试采初期均获高产。在包括各个含油层系的 11 口井中，有 7 口井初日产量在 100 吨以上，3 口在 50 吨以上，1 口（孤南 2—17）井在油水界面附近，初产仍为 44.9 吨。采油指数为 0.18～0.21／日·兆帕·米；但因含油面积小，天然能量不足，产量递减快；如孤南 2—6 井，1984 年 1 月投产东营组油层，初日产油 300 吨，同年 12 月降至 137 吨；孤南 2—7 井 1984 年 7 月投产中生界油层，初日产油 185 吨，同年 12 月降至 34 吨。弹性产率低，如孤南 2 井试采沙二、三段油层，弹性产率为 523.1 吨／兆帕。

2）含水上升速度快。由于油层范围小，有边水及底水衬托，1985 年 1～5 月综合含水由 14.9%上升到 49%，增加 34.1%，每采出 1%地质储量含水上升 238%。

3. 油田加密调整阶段（1985 年以后）

前阶段生产井存在的主要问题是：各断块井网不均匀，井距变化范围为 200～450 米；油层潜力大，单井控制储量高，全油田还有近一半厚度的油层未射开。

针对以上问题，于 1985 年 6 月制定加密调整方案，其主要内容是：分东营组及沙河街组两套含油层系，兼顾中生界油层；以均匀井网与不均匀井网相结合的方式部署 200～250 及 150～200 米，两套井网，总井数 25 口。

1986～1988 年新动用孤南 151、131、12 断块，新建能力 10 万吨／年。新钻井 52 口，投产新井 28 口，投转注井 5 口。

至 1988 年底，有油井 37 口，开井 30 口，日产油水平 472 吨，日产液水平 1614 吨，平均单井日产油 15.7 吨，日产液 53.8 吨。综合含水 70.8%，综合递减 4.31%，自然递减 11.74%。年产油量 21.3 万吨，累计油量 80.4 万吨。注水井 6 口，开井 4 口，日注水平 442 立方米，累计注水 23.1 万立方米，月注采比 0.2，累计注采比 0.09，累计地下亏空 233.1 万立方米。

六、商河油田

油田位于山东省商河县境内。地面海拔 20 米。1965 年于地质部第一石油普查大队钻探的惠 11 井中发现含气显示。1971 年 5 月，于商 7 井见到沙二段油层并获得工业油流。至

1988 年底，油田范围内共钻井 333 口，总进尺 80.86 万米，取芯井 23 口，进尺 1760.40 米，岩芯长 1525.4 米，收获率 86.70%，其中油砂长 126.01 米。

(一) 油田构造

商河油田构造位于临邑构造断裂带的东部，受临邑二级大断层控制，伴生一系列三、四级断层，形成向西南阶梯下降的台阶。大断层以北长期隆起，形成由西向东抬起的鼻状构造（即郑家鼻状构造至商一区)。大断层以南，二、三级弧形断层向北突出，向南下降的内侧形成逆牵引构造，包括商 7—8 构造（商二区），商 13 构造（商三区)。商四区位于南部最低的台阶，在商 56 号断层作用下形成断裂伴生背斜（即断层两侧地层向断面回倾形成的构造)。这些不同形式的构造圈闭形成了商河油田的油气富集区块（图 1-11-15)。

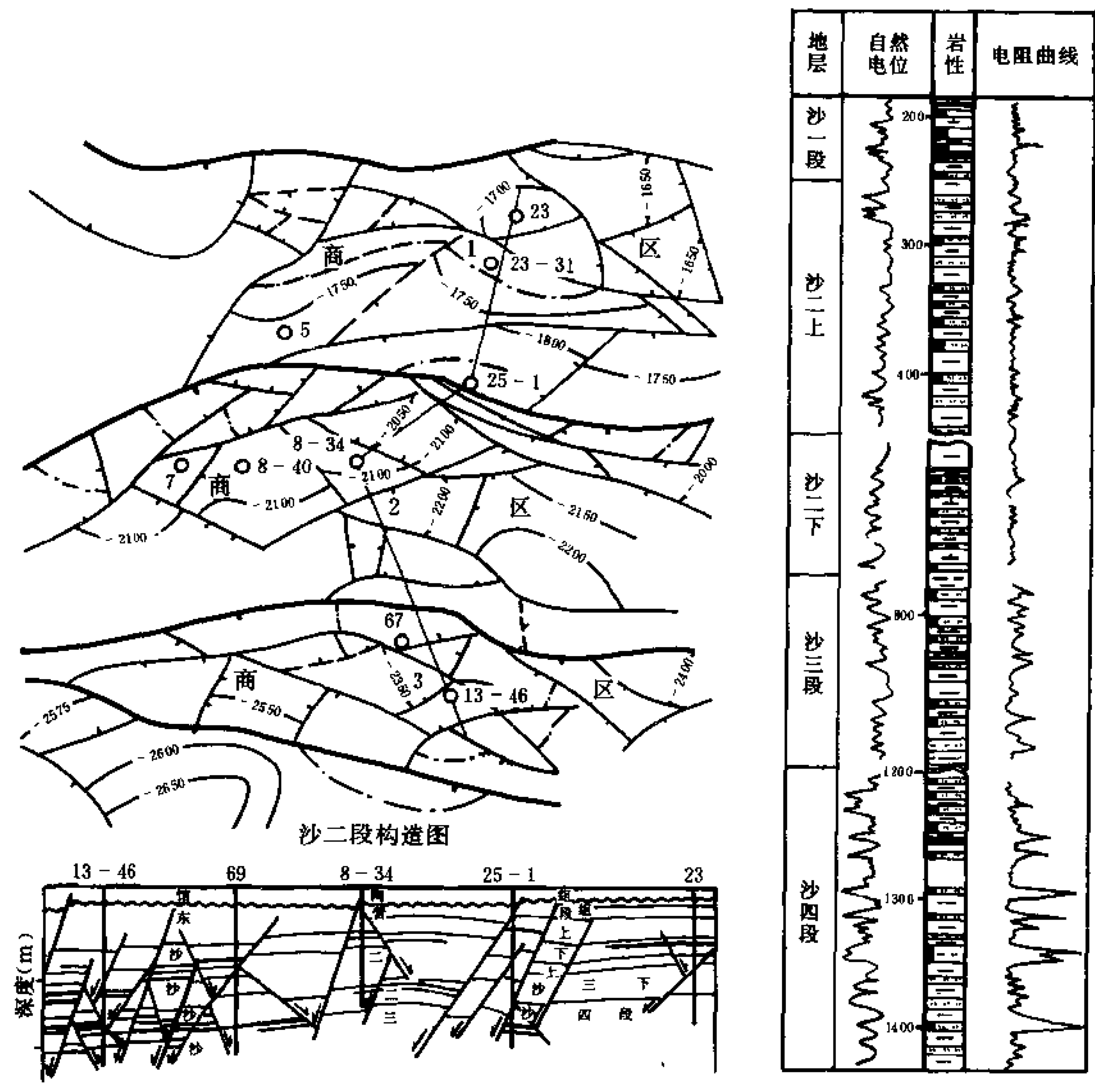


图 1-11-15　商河油田综合图

（二）油藏类型

商河油田含油面积42.8平方公里，油藏类型系断块油藏，以弹性驱动为主，部分为弹性水驱。已开发的层系有东营组、沙一段、沙二上、沙二下、沙三上、沙四段六套，其中沙二上、沙二下、沙四段为注水开发。油层埋藏深度，一区为1663～1744米，二区为1551～2393米，三区为1792～2549米。

油田境内共有95条断层，将油田切割成100个断块，在开发区内的86个含油小块中，面积最大的为2.08平方公里，最小为0.06平方公里，面积小于1平方公里的断块77个。弹性产率113～315吨／兆帕。平均每采1%地质储量，压力下降2.0～2.5兆帕，说明断块小，天然能量不足。

（三）储集层特征

油层岩性细，一般为粉砂、粉细砂岩，泥质含量13.5%～23.5%；物性差，空气渗透率为10.6×10^{-3}～150.6×10^{-3}二次方微米，孔隙度为16.2%～22.4%。油层层数多，单层厚度小、非均质程度高。商一、二、三区油层层数分别为11、22、39个,平均单层有效厚度1～2米。油层主体部位物性好，空气渗透率为30×10^{-3}～50×10^{-3}二次方微米；而边部则小于10×10^{-3}二次方微米。在纵向上单层突进系数1.3～6.6，平均2.1。

油层含油饱和度低，目前可动用储量少，油田非流动孔隙体积占孔隙体积的37.2%，含油饱和度41.7%。主要流通孔隙的储量占油田储量的35%。

（四）油、气、水性质

原油性质好，含蜡量高，一般地面原油相对密度为0.84～0.87，粘度5～10毫帕秒，原始油气比20～106.6立方米／吨，饱和压力5.02～13.18兆帕，含蜡量16～23%。

油田水水型均为$CaCl_2$型，总矿化度的变化为浅层小，18346～20623毫克／升，深层数值大，84543～90754毫克／升（表1-11-31）。

表1-11-31　商河油田水分析统计表

含油层系	总矿化度(mg／l)	水型	井段(m)
沙一	18346～20623	$CaCl_2$	1847.2～1862.2
沙二上	22281～23989	$CaCl_2$	1907.2～2119.8
沙二下	23310～29690	$CaCl_2$	2355.2～2499
沙三	38021～38891	$CaCl_2$	2985～3007
沙四	84543～90754	$CaCl_2$	3172.4～3177

天然气组分中浅层油层的甲烷含量高，至深部油层则变小；而乙烷、丙烷含量则反之，由浅到深，由小到大。天然气相对密度由浅至深变大，但沙四段出现异常：甲烷含量又增高为81.06%，乙烷含量5.94%，相对密度0.6859（表1-11-32）。

（五）油田开发简况

在“三稀、三同时、四配套”方针的指导下，商河油田于1975年底～1976年7月，一、二、三区陆续投入开发，投产后半年至一年注水，大体可分为两个开发阶段：

表 1-11-32　商河油田天然气组分分析表

层位	井　段 (m)	组分含量(%)				相对密度
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	
东营组	1457.2～1464	94.61～96.82	1.92～2.86	0.06～0.39	0.2019	0.5654～0.5808
沙一段	1667.8～1688.6	75.41～82.63	3.46～5.47	4.94～6.64	0.44～2.04	0.7354～0.7485
沙二上	1728.2～1735.2	85.17～86.2	3.28～3.43	3.42～3.93	0.76～0.54	0.7037～0.7165
沙二下	2042.8～2080.2	73.77～81.23	9.0～14.62	6.26～6.74	0.39～0.97	0.6878～0.7285
沙三上	2324～2344	51.8～80.32	10.69～15.29	3.78～17.52	0.59～1.07	0.6865～1.0175
沙三下	2917～2926	55.87	9.36	16.33	1.02	1.0436
沙　四	2133.2～2147.8	81.06	5.94	2.87	1.65	0 6859

1. 笼统注水低含水采油阶段（1976 年 1 月～1978 年 4 月）

这一阶段，油井用 5.0～7.0 兆帕生产压差采油，初期平均单井日产 27 吨。但由于断块小，弹性产率一般小于 100～300 吨／兆帕。因此虽然投注时间只晚半年至一年，但油层总压差已达−4.49～−6.0 兆帕，日产油量大幅度下降，综合递减达 26%。注水后，急于恢复油层压力，凡能注进水的断块，注采比均在 1.2 以上，主力块主力层半年左右见效，油井日产恢复到投产初期水平，综合递减下降为 16%。但一年之内见水，无水采收率只有 4%。平均单井含水月上升速度 1.6%。见水一年，油井产量递减 30～50%，低含水期采收率仅 3.6%。

2. 分层注水中含水采油阶段（1978 年 5 月～1988 年）

1978 年初只有 3 口分层注水井，1980 年底增加到 32 口，分注层段由每口 2.3 段增加到 3.6 段。有 52%的主力层已单独注水。1979 年 2 月，对注水泵加强改造，使注水泵压从 15.0 提高到 18.0 兆帕，达到配注井由 14 口增加到 30 口，配注水量层段由 28 段增加到 30 段，全油田增加日注水量 1071 立方米，累计增加注水量约 10 万立方米，见效油井从 40%增加到 60%，平均总压差从−4.55 回升到−3.23 兆帕，动液面每年上升 50 米。单井日产油稳定在 13 吨左右，综合递减逐年下降。

1980 年 9 月，由于安全原因，把注水泵压降回到 15.0 兆帕，配注水量的井由 30 口降为 14 口，并有 15 口井注水不进水,日注水量减少 800～1000 立方米,月注采比从 1 降至 0.7～0.8。油田生产显著恶化。从 1980 年下半年到 1981 年上半年，油田平均总压差从−3.82 下降到−4.1 兆帕，油井平均动液面从 598 米下降到 714.8 米，平均单井产液量从 16.7 吨／日下降到 14 吨／日，油田综合递减从 12%增大到 26.2%。

商河油田为低渗透油层，本来注水的矛盾就特别突出，而注入水中所含的腐生菌、硫酸盐还原菌、铁细菌量超过石油工业部颁标准所规定的几百甚至上千倍，造成地层堵塞，注水启动压力从初期的 6.0～7.0 兆帕上升到 12.0～15.0 兆帕，有的层在 17.0～18.0 兆帕的压力下也不吸水，使注够水的矛盾更加突出，由于注水状况没有改善，使全油田注采比降低，采油速度在年年增加新井的条件下仍然降低，油井单井产量只能保持较低水平。

1986～1988 年综合调整了商 22、23 等六个单元，新增商 8—67 等 5 个注水单元。共钻

新井 64 口，投产油井 49 口，投转注水井 28 口，使油田在年产 30 万吨的水平上稳产了 3 年。

至 1988 年 12 月，油田共有油井 179 口，开井 143 口，日产油水平 955 吨，日产液水平 2066 吨。平均单井日产油 6.7 吨，日产液 14.4 吨。综合含水 53.8%。综合递减 2.68%，自然递减 8.27%。年产油量 35.77 万吨，累计产油 480.95 万吨。注水井 70 口，开井 53 口，日注水平 2893 立方米，月注采比 1.15，累计注水 855.17 万立方米，累计注采比 0.77。累计地下亏空 248.43 万立方米。

第四节　复杂断块油田

断块油田一般具有断层发育、断块多、含油层系全、油层厚度大的特点；包括东辛、永安、现河、宁海、郝家、利津、垦利、垦西、河滩、长堤、梁家楼、红柳、老河口、临盘、邵家、罗家、史南及新立村 18 个油田。

断块油田油层产能一般都较高，投产初期单井日产量高达 50～100 吨以上，高产断块初期采油速度也高，但递减大；主要采用断块高产接替，补钻屋脊高点的高产井，进行井间接替和层间接替来实现稳产。目前断块油田产量约占全油田产量的三分之一。

一、东辛油田

东辛油田位于山东省东营市境内，地面海拔 3～7 米。1961 年于第一口探井——华 8 井中发现了馆陶—东营组油层。1962 年 9 月 23 日，又钻出当时我国第一口高产油井——营 2 井，日产石油 555 吨。至 1988 年底全油田共钻井 1016 口，总进尺 264.25 万米；其中取芯井 46 口，进尺 8063.8 米，岩芯长 6621.87 米，油砂长 534.31 米，收获率 82.10%。

(一) 油田构造

东辛油田位于东营凹陷中央隆起带中段，基本构造面貌为一被鞍部连接起来的两个隆起构造，西部称东营构造，东部为辛镇构造。整个构造被两组近东西向的大断层切割，形成一个大地堑，东西长 28 公里，南北宽 7.7 公里。由于长期继承性的断裂活动，油田范围内断裂十分发育。据钻井和地震资料综合解释，有断层 210 条，而且断层的落差悬殊，大的可达 600 米，小者仅几十米到十多米，其共同特点是均为正断层，倾角一般为 40°～60°。

断层的方向大致分为三组，即东西向或近东西向，北东—南西向，北西—南东向。断层可分三级：一级断层产生时间早，活动时间长，落差大，平面上延伸长度大；控制整个东辛油田的构造面貌及沉积厚度。二级断层在东辛地堑的基础上，控制局部地区构造面貌及油气的聚集和分布；一般产生时代较早，有一定的延伸长度，部分对沉积厚度有控制作用。三级断层产生的时代早晚不一，但活动时间短，落差小，对地层和构造的控制作用不明显；主要作用是使构造和油水关系复杂化。

东营—辛镇构造受近东西向的大断层切割，顶部下降形成地堑。东营地堑两翼基本对称，地层倾角 3°～5°，较平缓。辛镇构造南缓北陡，南翼倾角 3°～5°，北翼 13°～20°。在这种背景上，次一级断层将油田分割为 22 个断块区、185 个断块，含油断块目前已超过 125 个。但一般断块含油面积小，其中有 95 个断块的含油面积小于 0.5 平方公里，占断块总数的 76%（图 1-11-16）。

(二) 油藏类型

东辛油田是一个被断层复杂化了的断块油田，具有多种油藏类型。以断层遮挡的屋脊式

沙二段构造图

图 1-11-16　东辛油田综合图



层状油藏为主；其次是断层遮挡的岩性油藏、岩性油藏和背斜构造油藏。

屋脊式层状油藏的特点是：地层上倾方向为反向断层遮挡，边部受含油高度的控制，含油层系中的油水系统很多，同一含油层系中，各油层组的油水界面也不相同；平面上各油层组的含油面积大小不一、具有多条油水边界线、纯油区很窄、油水过渡带很宽等特征。如营8断块沙一至沙二第11砂层组共有九个油水界面，呈层状分布。

断块油藏依据天然能量的大小，又可划分为三种类型：一类断块，主要分布在油田边部，构造简单，和广阔的水区相连。在天然能量开采条件下，压力下降慢。二类断块，大多为三面被断层切割、形态比较狭长的断块；边水区面积小。在天然能量开采条件下，地层压力下降较快。三类断块，这类断块有四周被断层切割成封闭型的，或四周为泥岩包围的透镜体岩性油藏。它们基本无边水供给，依靠弹性能量开采；地层压力下降很快。

按实测的试油层原始地层压力与油层中部折算的静水柱压力之比值划分，东辛油田沙一段、沙二段油藏属于正常压力系数油藏。沙三段是高压岩性油藏（压力系数1.55~1.65）。

按油层饱和压力划分，沙二、沙三段属低饱和压力油藏，沙二段地饱压差约11.0~17.0兆帕，沙三段地饱压差一般为35.0~38.0兆帕，沙一段油层属高饱和油藏，其地饱压差一般仅1.0兆帕左右。个别地区沙一段为气顶油藏。

（三）油层

东辛油田有六套油组（馆陶、东营、沙一、沙二上、沙二下、沙三段），在平面上互相交叉重叠，同时每个油组有各自的主要富集带和特点。油层井段分布在1350~3235米。

沙二上、沙二下油组都分布于沙二段上部；沙二上油组主要集中于1号炭质页岩以上，沙二下油组主要集中于大砂岩到砂岩密集段上部。油层组的分布受断层影响很大，愈靠近对它们起遮挡作用的断层，油层愈多，含油井段愈长。平面上，沙二上油组主要分布于营13、17、辛11、25、16、47、1、23共8个断块区，沙二下油组主要集中于营8、17、辛10、50、47、16、14、1共8个断块区，沙二段油层井段分布一般在1950~2350米。沙二段下部油层，主要分布于营19、17、辛10共3个断块区。

沙一段油层组纵向上主要分布于豆状砂岩和生物灰岩—针孔灰岩段的砂岩中；石灰岩中只有零星的薄油层分布，且尚未经试油证实。平面上主要分布于东营地堑两翼；地堑内仅营26断块区有少量分布。按层位分，豆状砂岩油层分布于营8、17断块区；生物灰岩—针孔灰岩段油层主要分布于营14、1和19断块区，过渡带及辛镇地区只有零星分布。沙一段油层分布井段一般在1700~1900米。

沙三段油层，分布于沙三段大段泥岩的透镜体砂岩中，油层具有封闭高压的特点，并可分为上、中、下三个高压油层组，以中、上两组油层为主。平面上主要分布于东营地区的北部，南部次之，过渡带及辛镇地区只有少量分布。下高压组主要分布在东营构造的西部营11地区。井段分布于2750~3250米。

馆陶、东营组油层，纵向上主要集中于每段地层的上部，这与每段地层顶部泥岩做盖层有关。平面上主要分布在营13断块区，其它断块区个别有零星分布，分布井段为1250~1550米。

油、气、水性质，见表1-11-33。

总起来说，东辛油田六套含油层系中以沙二段为主要目的层，纵向上绝大多数油层集中于沙二段，按1984年复算储量计算，沙二段地质储量占油田总储量的66.5%。

表 1-11-33　东辛油田主要断块区油、气、水性质数据表

断块区名称	层系	地面原油性质						地层水		天然气性质				
		相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	含硫 (%)	胶质沥青 (%)	总矿化度 (mg/l)	粘度 (mPa·s)	相对密度	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 及以上(%)	N_2 (%)
营 8	沙一[1]	0.88	51	26	6	0.43		16248	0.4	0.6004	95.39	1.52	2.78	1.01
	沙二[7-9]	0.95	3000	28	8.1	0.32		50000	0.4	0.6609	87.86	3.13	4.78	1.64
营 13	沙一、二	0.88	22~83.6	30~31	6	0.51~0.56		50194	0.4	0.6788	84.49	7.17	6.47~11.37	0.59~1.37
营 17	沙二	0.88~0.895	38~50	30		0.78~0.89		22000~33600	0.4	0.66~0.76	78~85.8	6.4~7.86	3.75~7.27	0.35~1.5
营 14-营 1-营 19	沙一	0.88~0.93	33~301	23~33		0.29~1.36		15800~18239	0.4	0.57~0.66	90~96	0.55~1.92	0.3~3.62	0.09~1.75
营 2-营 6	沙三	0.875~0.895	28~117	24~27		1.29~1.35		81600~214000	0.4	0.83~0.926	66.5~70.8	7~8.26	9.6~10.41	0.62~2.04
辛 10-辛 11	沙二	0.885~0.915	32~50	26~31	13.3~17.2	0.61~2.2	34.3~36.3	21000~42655	0.4	0.68~0.80	71.6~89.1	1.76~5.16	7.6~20.2	0~1.47

（四）储集层特征

1. 孔隙度、渗透率、含油（水）饱和度变化范围

有效孔隙度：在油田境内可以归结为以下三个特点：一是沙二上较沙二下油组孔隙度高；二是地堑两翼较地堑内部孔隙度高。地堑两翼沙二上孔隙度一般大于28%，沙二下一般大于27%，地堑内部沙二上孔隙度小于28%，沙二下则小于26%；三是地暂内部孔隙度有西低东高的趋势，辛16井以西沙二上为25.5%～27.8%，沙二下为24.%～25.6%，辛49井向东沙二上一般为26.9%～29.0%，沙二下一般为25.3%～27.5%。

空气渗透率沙二上较沙二下渗透率高，沙二上各砂层组平均渗透率一般都近于或大于1000×10^{-3}二次方微米，沙二下砂层组平均渗透率一般在500×10^{-3}二次方微米左右。层间差异大和横向变化大，是断块油田油层物性变化显著的特点之一，它的渗透率变化可达10多倍到数十倍（表1-11-34）。

表1-11-34　东辛沙一、沙二段空气渗透率情况表

单位：$10^{-3}\mu m^2$

地层		地堑北翼	地堑内部	地堑南翼	备注
沙一段		465～2776			
沙二段	上		452～1988	879～2838	
	下	126～5655	312～1427	486～1926	沙三段空气渗透率一般50～500

原始含油饱和度：一般在60%～70%，平均为65%，束缚水饱和度一般在20%左右。

2. 各油层性能和采油指数的变化

油田投入开发时期，各层系的试油试采及正常生产井有以下特点：

1）轻油自喷高产。除馆陶—东营组油层外，其它层系一般均能自喷生产，产能较高。沙二段油层，到1971年4月已投产或投人试采的166口井中有74.7%的井初期可自喷生产，沙二上初产一般用4～6毫米油嘴日产量可达30～40吨，沙二下一般初产20～50吨／日，最高86吨／日（辛11—9井）。稳矿油层一般初产28～55吨／日，最高69吨／日（辛11—7井）。沙三段的油井一般初产31～52吨／日，最高为营2井，15毫米油嘴日产555吨。

2）由于各断块油层物性、原油性质的差异及边水区天然能量大小不同，开发初期油层压力下降速度差别较大，但对多数断块来说压力下降快。东辛油田以小断块含油为特点，多数边水能量小，天然能量不足。一种是封闭的小断块，基本无边水供给，主要靠地层弹性能量开采，因此压降很快。这些断块如营13—2、13—10、辛50—5、47、47—3等。第二种是三面被断层切割、一面狭窄与边水相连的小断块，其压降速度也较快。第三种是虽有边水但边部油很稠，因此压降也较大。

3）油井见水早，无水采油期短，含水上升快。由于断块小，油水系统复杂，加上原油性质较好，粘度小，边水推进较快。因此多数小断块油井见水早、含水上升快、无水采油期短。根据1971年4月统计，开井的112口油井中有83口见水，占74%，无水采油期一般为30～180天。含水上升速度也较快，一般月上升速度为0.5～2.5%。

统计了试油试采井和开发初期生产井 228 井层的采油指数，绝大部分在 0.1～1.0 吨／日 · 兆帕 · 米。沙二段油层物性较好，故产能较高，采油指数一般为 0.2～1.0 吨／日 · 兆帕 · 米。沙三段油层较致密，物性差，有效渗透率一般为 5×10^{-3}～330×10^{-3} 二次方微米，油层产能较低，采油指数为 0.04～0.17 吨／日 · 兆帕 · 米。沙一段油层物性好，油质轻，产能高，是油田高产油层。采油指数一般 0.47～1.56 吨／日 · 兆帕 · 米。根据大量统计资料作了采油指数与流动系数关系曲线，线性规律性好。

3. 油层非均质性

东辛油田断裂系统十分发育，断块小而多，对油层非均质性研究工作做得很少，只在东营构造营 8、营 13、营 36、营 19 等几个断块区做了些统计工作（表 1-11-35）。

（五）开发简况

1962 年 9 月 23 日，营 2 井于沙三段获得高压高产油流，15 毫米油嘴日产 550 吨。1966 年进行详探，查明含油断块及富集区。油田开发可划分为以下几个阶段。

表 1-11-35 东辛油田部分区块油层物性表

区块		层系	平均油层中部深度(m)	平均油层有效厚度(m)	油层物性						备注
					有效孔隙度(%)	空气渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	渗透率变异系数	砂岩系数	泥质含量(%)	粒度中值(mm)	
营八		沙一^{1}	1739	10.9	31	2350	1.22	1.34	5	0.15	
营八		沙一^{3}、沙二^{1}	1884	6.6	30	4500	11.2	1.20	5.5	0.08	
营八		沙二$^{7-9}$	2212	13.6	27	3150	1.4	2.0	5	0.17	
营八		沙二$^{10-15}$	2230	26.8	27	3000	1.3	1.8	5	0.11	
营十三	13～2	沙二$^{1-6}$	2308	23.2	25	4500	2.0	2.5	5	0.15	
营十三	13～1	沙一、二	2073	13.8	25	3800	2.0	2.5	5	0.15	
营 26		沙一、二	2128	17.3	28	3600	2.0	2.5	5	0.15	

1. 天然能量开发阶段（1968 年 3 月～1970 年 12 月）

首先投入开发的是东辛油田过渡带辛 11 断块，后其它区块陆续投产。到 1970 年底投产油井 160 口，油田基本建成 80 万吨生产能力。

2. 注水开发阶段（1971 年～1974 年）

为满足国家对原油的需要，实现沿海油田高速开采的方针，采取了两个方面的措施：

1）除各断块的馆陶—东营组油藏外，其余储量全部动用，投入开采。

2）具注水条件的单元一律注水，保持和恢复油层压力。1971 年 1 月，辛 11 沙二$^{1-3}$ 等六个单元，首先转入注水开发；到 1974 年底先后有 71 个单元转入注水开发，注水井 20 口。随着注水见效，新井投产，老井挖潜，采油速度逐年提高；1974 年产油 132.9 万吨，建成 130 万吨生产能力。

3. 油田高速开发阶段（1975～1978 年）

1）掀起猛攻注水高潮，年注水量由 1974 年的 57.4 万立方米增加到 1976 年的 159.3 万

立方米。1975～1978年又有近20个单元投入注水开发，年注水量增加1842.2万吨，累计注水量达4131.21万吨。

2）查层补孔，先后查补43口井，仅1977～1978年增产原油6.12万吨。

3）对边水活跃、能量充足（包括部分注水断块）、断块顶部不含水的22口井，放大油嘴采油，即实行对断块抽稀放高产的措施。如营8沙一[1]高速开采试验区，1974年8口生产井年产油8.89万吨，产水4.01万立方米；1975年抽稀后（关闭边部高含水井），生产井3口，年产油20.85万吨，产水1.67万立方米；采油速度成倍增长。通过这一措施，1975年产油159.65万吨，建成160万吨生产能力。次年又产油172.75万吨，达到油田开发近十年以来的最高水平。

4. 产量下降阶段（1979～1981年）

这一阶段由于新井投产，注采调整和其它措施未能及时跟上，使油田年产油量由1978年的157万吨下降到1981年的137万吨。造成产量下降的基本原因是：

1）主要开发单元全面进入注水开发和放大压差（主要是自喷井）生产。随着开采时间的增长，大量生产井已结束中含水而进入高含水期开采阶段，油田年平均含水已从1978年的54.4%上升到1981年的68%。在这种情况下，由于未及时进行注采综合调整，使得油田难以稳产。

2）在进入中高含水期后，对复杂断块油田主力断块的剩余油分布规律还认识不足，对已开发区内具油气富集可能的"空白"断块没有进行必要的详探等工作。因此，1979～1981年投产新井很少，在实施断块接替方面没有大的进展。

5. 大幅度增产阶段（1982～1990年）

1982～1990年大力实施"层间接替、井间接替、断块接替"开发方针，油田实行全面综合调整，在剩余油集中的主力断块高部位钻井，同时加速油气富集区块的滚动勘探开发，使油田产量大幅度增产，达到历史最高水平。

1981年时油田综合含水已达68%，年产油量降到137万吨，面对这一形势，油田稳产的方向应如何走，还能不能继续上产量？通过对复杂断块油田油气富集高产特点及十多年来开发形势的分析研究，认为东辛油田产能增长的潜力是有的，可以从以下几方面去挖掘：

一是油气富集区主力断块的顶部和主断层附近。这些主力断块都已有十多年的注水开采历史，多数已进入中高含水开采阶段，而且长期以来未经过全面系统的调整，基本上仍是开发初期的井网，由于断块的高部位和主断层附近的油层厚度大、层系多，但缺少井的控制，加上多数断块采取的是边部和边缘注水方式，断块高部位生产井含水还较低，是钻补充完善井、夺高产的主要地区。断块的非主流线及断块边角滞流区、剩余油分布区亦是挖潜提高采收采的目标之一。

二是加速对新的油气富集区块的滚动勘探开发。东辛油田虽然是有十多年开发历史的老区，但仍有相当多的勘探领域（即"空白"块），可按照断块油气富集规律来寻找新的油气富集区，实现"断块接替"，掌握断块油田高速稳产开发的主动权。

三是对一些老井进行查层补孔或改层，同时针对油田进行中高含水开采特点，普遍下大泵提高单井产液量，进行稳产挖潜。

从1983年起在东辛油田全面展开上述三方面工作，特别是新井的产油量三年来占增产量的一半以上。

这里值得一提的是1984年，全年共钻新井90口，其中有83口新井是位于已开发十多

年的主力断块上，且多数获得了高产，其中 37 口井日产油 50～200 吨，平均含水 30.2%，比周围老井的含水低一半左右。1984 年新井年产油量占油田总增产油量的 73.1%，这一事实有力地证明：已开发多年的主力断块的高部位仍是油田增产挖潜的主要地区。通过老区钻补充完善井，不仅提高了储量动用程度，而且改善了开发效果，保证了断块内部"层间接替、井间接替"的实现。另一方面通过下电潜泵、水力泵及加速新区块的滚动勘探开发等有力措施，使东辛油田于 1984 年一举突破年产油 200 万吨的历史最高记录；于 1985 年又更上一层楼，年产油达到 280 万吨的新记录。

1986～1988 年，三年来滚动勘探开发营 86、87、11、13、辛 131、133、109、120 共 8 个区块，新建生产能力 81 万吨。并对老区块采取进一步细分开发层系、加密完善注采井网、加强注采调整等措施。

至 1990 年，又进行了以下三方面的开发调整工作。

1）以细分层系为主，同时进行了注采井网的调整。对 8 个开发单元，即辛 1、辛 23、辛 109、辛 47、辛 10、辛 50(均为沙一、二层系)，及营 72(沙二)、营 8(沙$^{10-15}$)进行调整，调整单元总含油面积 20.16 平方公里。1988 年调整了三个开发单元，1989 年二个单元，1990 年三个单元。三年来在这 8 个单元共完钻新井 247 口，其中油井 179 口，注水井 68 口，投转注井 70 口。按照方案设计要求，除辛 10、辛 50 两个开发单元还有 15 口井未钻完外，其他单元均已按方案要求完成调整工作。调整后可采储量增加幅度较大，采收率也有所增加。

2）对营 2、营 6、营 11（均为沙三段油层）三个开发单元以加密井网为主，并完善了注采系统。除营 11 还有 5 口油井、1 口水井未钻外，其他两个单元均已按方案要求实施。

3）对营 14（沙一、三油层）开发单元进行了局部完善，包括完善井网和注采系统，新钻油井 5 口，转注水井 4 口。

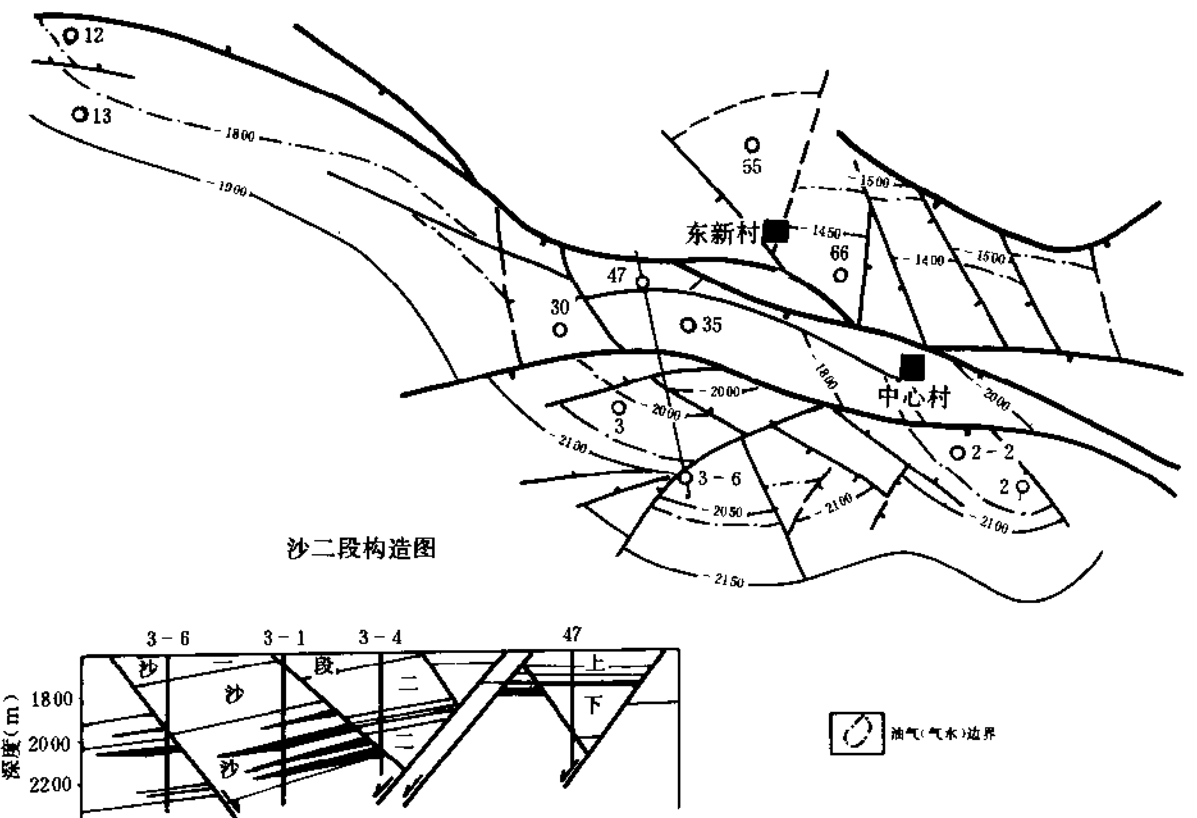
通过以上调整均见到好的开发效果。截至 1990 年 12 月底，东辛油田共有采油井 799 口，注水井 301 口，12 月份开油井 553 口，开注水井 224 口，日产油 7725 吨，日注水平 4.05 万方，日产液 4.9 万方，平均单井日产液 90.1 方，日产油 14.0 吨，综合含水 84.5%。

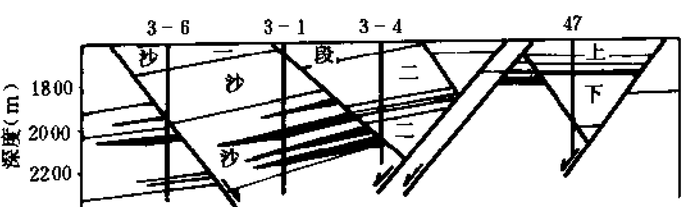
二、永安镇油田

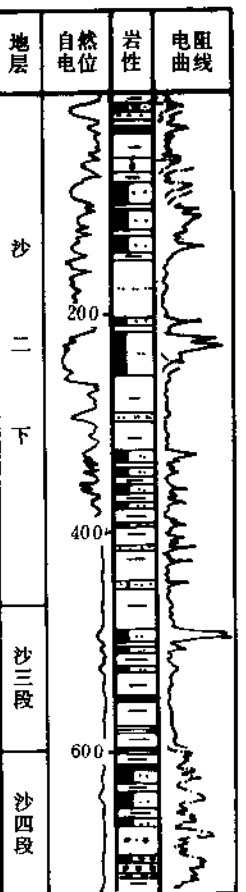
油田位于山东省东营市垦利县东部，地面海拔 5～6 米。1965 年 7 月，经地震勘探发现永南构造，随即在该构造钻探永 2 井，在沙二段获高产工业油流。至 1988 年底全油田共钻井 297 口，总进尺 67.29 万米，取芯井 19 口，进尺 1168.37 米，岩芯长 1057.77 米，平均收获率 90.5%，其中油砂长 234.99 米。

（一）油田构造

油田的构造位置在东营凹陷东北角，坨庄—胜利村—永安镇构造带东段，北邻陈家庄凸起，东近青坨子凸起，西面紧靠东商村洼陷，南面为广利油田。永安镇油田属盆倾断阶—重力滑动构造体系中的断裂伴生背斜构造。轴向为北西西—南东东，东西长约 10 公里，南北宽约 2.5 公里，东南部为背斜，最宽可达 5 公里；西北部为鼻状构造，宽度仅 1.2 公里，可划分为四个断块区。如永 12 断块区，系永 12 弧形断层与鼻状构造组成的圈闭，地层南倾，倾角 10°～12°，长约 4.5 公里，宽 1.2 公里，包括三个小断块。永 35 断块区，在永 3 和永 4 两条主断层之间，四周均有断层，长约 4 公里，宽约 0.6 公里，地层倾角最大 10°，包括五个小断块。永 3 断块区，在永 3 主断层以南，长 5 公里，宽 1.8 公里，地层倾角 4°～12°，包括八个小断块。永 66 断块区，在永 4 断层以北，地层北倾，倾角 5°～12°，长 2.5 公里，宽 0.9 公里，四周均有断层，包括四个小断块（图 1-11-17）。







图I-11-17 永安镇油田综合图

（二）油藏类型

永安镇油田油藏属鼻状构造及背斜组成的构造层状油藏，被断层分割成一些小断块。由于断块面积小，砂层厚，故多有底水，类似块状油藏。在开启型断块中，底水与边水同时存在。

永安镇油藏有以下特点：

1）油层天然能量充足。由于油层厚度大，渗透性好，西南面与广阔的水区相连，有四分之三的油层水驱能量充足，永 12 断块还有气顶，生产过程中压力下降缓慢。油井见水前产量不递减。永 42 井含水高达 60%～80%，仍可自喷生产。少数单元四周均受断层遮挡，天然能量不足，地层压力下降快，产量递减快，油井自喷期短。

2）油藏饱和压力可分为两类。高饱和油藏：油层深度在 2000 米以内。如永 12 及永 35 断块西部，原始地层压力为 17.86～18.92 兆帕，饱和压力 14.47～16.57 兆帕，地饱压差为 1.35～2.35 兆帕，原始油气比 50～70 立方米／吨。如永 39 井资料，原始地层压力 18.11 兆帕，饱和压力 16.20 兆帕，地饱压差 1.90 兆帕，原始油气比 57.3 立方米／吨。低饱和油藏：油层深度超过 2000 米。如永 3 及永 35 断块东部，地层压力 20.15～22.67 兆帕，饱和压力 8.76～10.06 兆帕，地饱压差 10.74～13.88 兆帕，原始油气比 30～50 立方米／吨。

油层温度最高为 87.5℃，地温梯度 4.1℃／100 米。油层压力系数为 1。

3）油水界面变化较大。油田内主断层起分隔作用，小断层的分隔作用不明显。由主断层切割的断块区油水界面不同，断块区内各小断块的油水界面则比较接近。大体上油田南部的油水界面深度较低，约 2050～2100 米；北部断块则一般为 1800 米左右，永 66 断块区最高，为 1444～1485 米。

（三）油层物性

沙二段油层物性好，为泥质胶结，比较疏松，空气渗透率为 981×10^{-3}～9870×10^{-3} 二次方微米，普遍较高，垂向上变化大。如永 3—6 井沙二^{5}层渗透率变化范围为 286×10^{-3}～79870×10^{-3} 二次方微米，相差 30 多倍。用采油指数与流动系数关系曲线求单井开采层段的有效渗透率，沙二$^{2、3、4、5}$一般在 494×10^{-3}～1974×10^{-3} 二次方微米，沙二$^{7、8、9、10、11}$在 298.7×10^{-3} 二次方微米左右；孔隙度以沙二^{5}最高，平均 32.6%，沙二^{10}最低，平均 23%，一般为 29%～31%；含油饱和度沙二$^{2、3、4、5}$为 60%～70%，沙二$^{6、7、8、9、10、11}$为 65%。

沙三、沙四段物性较差，据少量样品分析，空气渗透率为 7×10^{-3}～16×10^{-3} 二次方微米，孔隙度 10%～20%，含油饱和度 60%。

（四）原油性质

沙二段原油相对密度为 0.857～0.912，普遍小于 0.9；粘度 1～9.5 毫帕秒，一般低于 3 毫帕秒，沙三、四段原油相对密度在 0.87 左右。垂向变化是下稀上稠，即层位新的较稠；大体沙二^{5}以下相对密度普遍低于 0.9，在平面上是由南向北变稠（表 1-11-36、表 1-11-37）。

据 10 口井（多为合层开采）的原油组分分析：油质 50.3%～62.9%，平均 56.7%；胶质 19.7%～31.8%，平均 24.1%；沥青质 0.9%～3.82%，平均 2.3%；蜡 10%～21.8%，平均 16.8%；蜡熔点 52～59℃，平均 54℃；含硫普遍低于 0.5%。

（五）油田开发简况

1. 天然能量开发队段（1969 年 5 月～1977 年 6 月）

表 1-11-36 沙二段原油性质垂向变化数据表

断块区	井号	层位	深度 (m)	地面		地下		体积系数
				相对密度	粘度 (mPa·s)	相对密度	粘度 (mPa·s)	
永12	永12—3	沙二^{2,3}	1763.4～1800.2	0.912	94.7	0.8539	11.5	1.1292
	永39	沙二$^{3^1}$	1782.1～1792.2	0.907	58.7	0.8230	10.16	1.1477
	永15	沙二^{4,5}	1849.8～1875.3	0.887	26.4	0.787	3.77	1.1857
	永10	沙二^{5}	1969.0～1980.7	0.875	21.0	0.7751	2.75	1.1906
永35	永32	沙二^{2,3}	1745.8～1779.4	0.881	25.7	0.7916	4.87	1.1825
	永31	沙二^{5}	1781.0～1804.0	0.880	25.5	0.7813	4.05	1.2037
	永42	沙二$^{9-11}$	1933.4～2043.8	0.857	10.3	0.7843	3.56	1.1580

表 1-11-37 沙二段原油性质平面变化

断块区	位置	地面原油		备注
		相对密度	粘度(mPa·s)	
永3	南	0.865～0.879	12.9～17	永3—9、永2井原油性质稍差
永35	↓	0.857～0.881	10.3～25.7	沙二^{6}以下原油性质变好
永12	↓	0.875～0.912	21.0～94.7	沙二^{5}以下原油性质变好
永66	北	0.901～0.925	/	

这一阶段按采油速度高低，又可分为两期。

(1) 高速开发期（1969年5月～1974年9月） 油田在试采阶段已经反映出主要含油断块天然能量充足，自喷能力强，75%以上地质储量处于天然水驱。此阶段大部分井生产压差较小，自喷井油嘴只有4.5～5毫米，动态特点表现为两种情况：

1) 天然能量充足的断块或单元，如永12、永15、永2等断块及永3、永35断块区的第5砂层组以上层系，在开采过程中，地层压力下降缓慢，油井见水前产量不递减。如永12、永42井含水高达60%～80%，仍可自喷生产。

2) 天然能量不足的断块或单元，如油田内沙二下第6～11砂层组，油层单层厚度薄，渗透性差，油层不稳定，与边水连通差，开采中地层压力下降快，产量递减快，油井自喷期短，如永3—2、永44等井，主要靠抽油生产。

此期后半期（1973年1月～1974年9月），适当放大了生产压差，将平均油嘴4.93毫米（1972年）放大到7.3毫米（1974年），对少数井采用双管分采技术，采油速度相应提高，年产量达到40.47万吨。

(2) 特高速开发期（1974年10月～1977年6月） 1974年10月进一步高速生产，自喷井平均油嘴由7.3毫米放大到10.6毫米（1977），采油速度亦有所提高，年产油达到50

万吨以上，出现部分井出砂、水串和能量补允不足的情况。该期共2年零9个月含水上升19.5%。

2. 注水开发阶段（1977年7月～1988年）

永35断块首先投入注水开发，以后陆续有5个断块投入开发。注水开发反映出以下特点：①注水见效快，一般注水1～2月就见到明显效果。②注水初期注采比高，一般为1.0～2.0，压力恢复较快。③油井见效后，产量提高幅度较大，有效时间较长。

永35断块在1977年6月底注水，8月下旬油井见效．注水前断块日产水平为91吨；注水后同年11月日产水平即上升至188吨。地层总压差由1977年1月的−2.81兆帕，到1978年7月回升到−2.25兆帕，至1984年已恢复到原始压力以上。

由于注水见效，稳产了5年。从1979年下半年起，产量又有下降趋势，到1982年产量降为44.9万吨。

1983～1985年，在永3、12断块区的低含水高产部位及新开发的永66断块区，进行了加密调整，共钻新井57口。1984、1985年新井年产量分别高达8.4、18.93万吨。由于突击上产，造成注采井网、注采系统都不完善的局面。因此1986～1988年除滚动勘探开发了永63断块沙三段油藏，新增动用储量建成年产5万吨能力外，全油田主要进行了以细分层系、完善井网为主的注采调整；三年共钻新井106口，投产油井68口，投转注井46口。较好地加强了油田的稳产基础。

至1988年12月，全油田有油井138口，开井108口，日产油水平2157吨，日产液水平11528吨，平均单井日产油20吨，日产液106.7吨。综合含水81.3%，综合递减8.23%，自然递减14.38%。累计采油1016.21万吨。注水井67口，开井54口，日注水平9783立方米，月注采比0.91，累计注水1508.5万立方米，累计注采比0.51，累计地下亏空1473.48万立方米。

三、郝家油田

油田位于山东省东营市，地面海拔6.5～7.5米。1965年2月钻探河4井，1966年2月钻探河5井，相继发现了沙一段、沙二段两组高产油层。河4井射开沙一段油层4层11.3米，15毫米油嘴日产原油350吨。至1988年底油田共钻井179口，总进尺48.79万米，取芯井9口，进尺342.10米，岩芯长279.63米（其中油砂长40.13米），收获率81.70%。

（一）油田构造与油藏类型

油田构造位置在东营凹陷中央隆起带西部。东部是东辛油田，东南部是现河庄油田，西部为利津洼陷。1978年前与现河庄油田统称郝现油田，之后分为两个油田。油田的构造背景是一个北东—南西走向的鼻状构造，由北东向南西方向倾没，在沙一段构造图上，地层南倾、东南倾明显，向西倾没微弱，是一个南陡北缓，东高西低的不对称构造。

郝家油田，由于主断层走向近东西向和北东向，与构造方向趋于一致，且大多数断层的倾向与地层的倾向相反，必然形成长条形的断块圈闭。由于断层落差大，断开多组地层，这样在同一断层的不同部位，便可形成多个圈闭，聚油后，便形成了多屋脊断块窄油藏。油藏宽度410～500米，远离断层是水层。如：由于河4大断层的遮挡作用，形成一个近似“蚌壳”形的简单构造。地层走向近东西向，构造线向北弯曲，地层倾角5°～6°。边水活跃，水体是油体的80倍。初期弹性产率1.24万吨／兆帕。沙一段油层油水系统有两套，1～2砂层组油水界面1835米，西部由于第2砂层组尖灭、油水界面只有1800米；第3砂层组油水界面1875米。沙二下油水系统也分两套，第9砂层组油水界面2400米，第10砂层组油水

界面 2400 米。河 4 断块是靠边水驱动的断层遮挡油藏。河 11 断块是断层控制的岩性油藏，主要开发层系第 9、10 砂层组，是郝家油田北部一个有弱边水，主要靠弹性能量开采的断块(图 1-11-18)。

原始地层压力、饱和压力等见表 1-11-38。

表 1-11-38　郝家油田压力、温度统计表

单元名称	原始地层压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	地饱压差 (MPa)	压力系数	地层温度 (℃)	油气比 (m^3/t)
河 4 沙一$^{3-4}$	19.12	12.25	6.87	1.0	79.5	59
河 4 沙二^{9}	23.77	10.72	13.05	1.0	99.7	72.4
河 4 沙二^{10}	24.44	11.12	13.32	1.0	102	74.7
河 11 沙二^{9}	39.53	9.52	30.0	1.5	107	58.5

含油层系有东营组，沙一、沙二、沙三段。主要含油层系为沙一、沙二段。东营组在该地区零星分布，只有靠近断层附近的含油断块才有油藏，这是下部层系的原油沿断层向上运移而形成的次生砂岩油藏，平均厚度 4.9 米。油层深度范围 1875～2660 米，分布长度 785 米。

（二）油层物性与油水性质

油层物性好，油稀，因天然能量充足，产能高。油层空气渗透率 707×10^{-3}～2740×10^{-3} 二次方微米，有效渗透率 396×10^{-3}～1800×10^{-3} 二次方微米；孔隙度 25%。原油地面相对密度 0.84～0.9，地面粘度 10～30 毫帕秒，地下粘度 2～5 毫帕秒。油田主力断块——河 4 块与广大的边水相连，天然能量充足，油层产能高，采油指数 10～40 吨／兆帕·日·米。河 11 断块沙二段 9、10 层系属高压异常压力系统，压力系数 1.5；油稀、地面原油相对密度 0.85～0.86，粘度 9.1～14.5 毫帕秒，地下原油粘度 1.4～1.9 毫帕秒。采油指数 2.45～3.69 吨／日·兆帕·米。新河 80 块为稀油、中产油藏，新河 80 井试油，抽汲 100 米 72 次，日产油 33 吨，油层物性见表 1-11-39。

表 1-11-39　郝家油田油层物性表

区块	层位	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)		原油相对密度		原油粘度 (mPa·s)		含油饱和度 (%)	采油指数 t／MPa·d·m	天然气相对密度	地层水矿化度 (mg／l)	水型
			空气	有效	地面	地下	地面	地下					
河 4	沙一$^{3-4}$	26	706	623～1124	0.87	0.79	16.2	4.07	70	38.4	0.5847～0.9258	16673～22578	$CaCl_2$
河 4	沙二^{9}	24			0.87	0.75	10.6		60	2.6	0.8231	51765	$CaCl_2$
河 4	沙二^{10}	24			0.85	0.75	9.9	1.82	60	8.1	0.854	72573	$CaCl_2$
河 11	沙二^{9}	22	367		0.86	0.77	11.9	0.67	65	2.3		67608	$CaCl_2$
新河 80	沙三^{上}	25.3	22.8		0.8739		23.8		65				

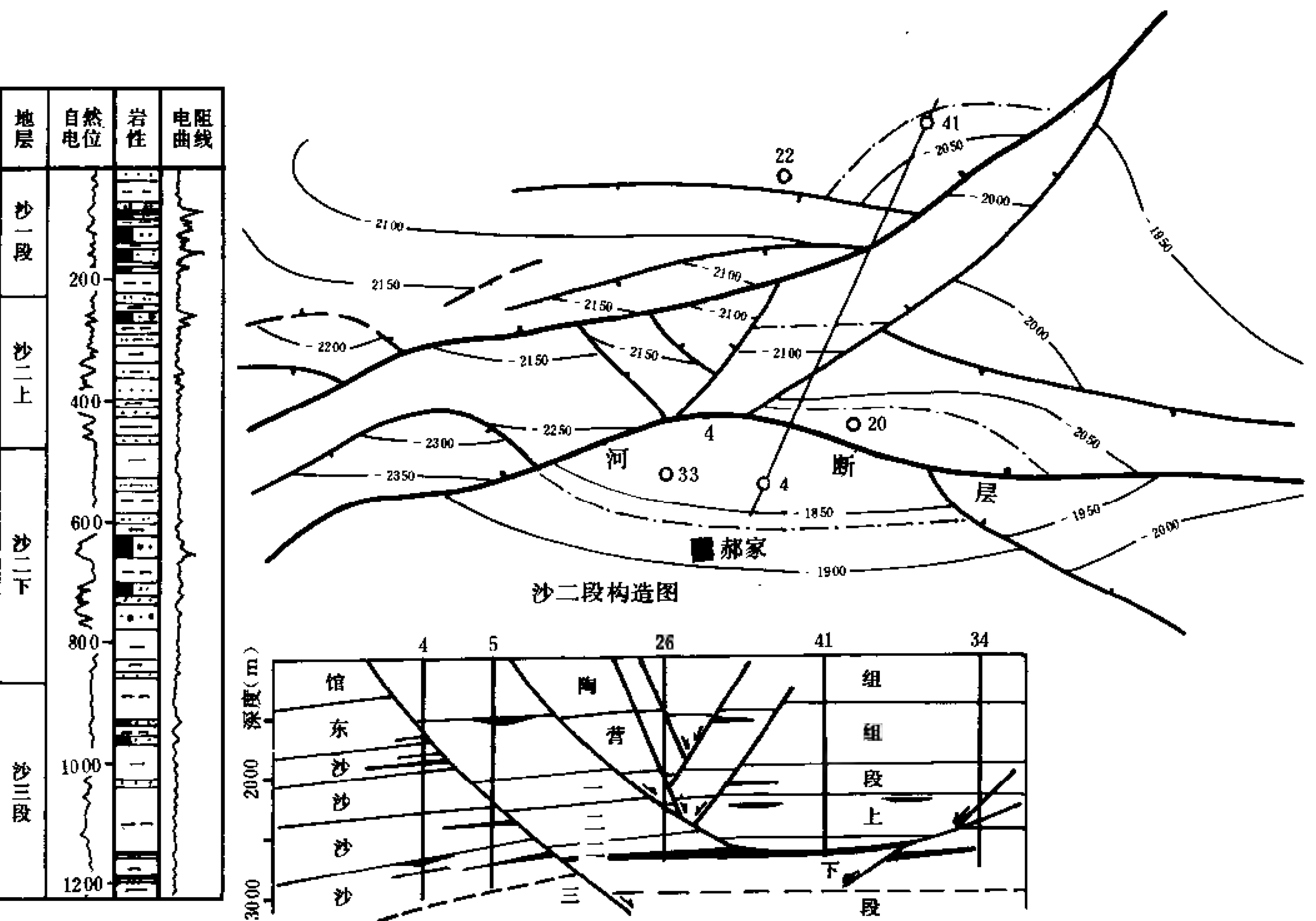


图 1-11-18　郝家油田综合图

总之，郝家油田是稀油、低粘油田，地层水矿化度总的来说随着深度增加而增大，水型大部分为$CaCl_2$型。

（三）油田开发简况

1. 试采阶段（1965.6～1967.5）

该阶段主要指河4断块，河4、河5、河7井先后试采。河4井主要试采沙一$^{3-4}$，射开油层11.3米，有效厚度9.1米，用15毫米油嘴试采，油压3.48兆帕，日产油350吨，不含水。油气比57～62立方米／吨。至1967年8月，累计产油6.76万吨，地层压降1.04兆帕；每下降一个兆帕，采油6.5万吨。河7井于1965年12月投入试采，层位沙一^{5}，初期4毫米油嘴日产油71吨，不含水。到1966年11月，日产油13吨，地层压降1.4兆帕，累计产油8213吨，每下降一个兆帕产油5870吨。河5井于1966年5月21日试采，层位沙二$^{9\sim10}$，初期7毫米油嘴，日产油53吨，含水5.1%，1967年4月结束，累计产油2891吨，累计产水1551立方米，该井试采结束前含水31.2%。

另外河11断块之河11井，于1970年5月开始试采，层位沙二^{9}，5个小层12.3米，有效厚度7.2米，5毫米油嘴自喷生产，初期油压12.1兆帕，日产油109吨。该井原始地层压力39.7兆帕。至1970年8月，8毫米油嘴，日产油72吨，累计产油8843吨，地层压降2.9兆帕，每下降一个兆帕，采油3040吨。

1967年7月，编制自流注水试验方案，确定河42井作为自流注水井，由该井沙二^{4}层系注水，日配水量210立方米，日配产能力150吨，注采比1：1。该方案实施近半年，未获成功。

2. 天然能量开发阶段（1970～1980年3月）

该阶段又可分成两期。

(1) 限制压差生产期（1970～1972.6）　1969～1970年，对河4断块和河11断块进行详探，打了一批井，基本上搞清了这两个断块的含油面积，投入了全面开发。由于当时对断块油田的生产特点缺乏认识，认为油藏窄，离油水边界近，有过早见水的危险，为求得较长时间的稳产和无水采油期，对河4、河11断块均实行控制压差生产。河4断块沙一段油层，平均油嘴为4.5～5毫米，生产压差小于0.3兆帕，平均单井日产30～25吨；本阶段历时26个月，生产稳定，产油量月递减小于0～3%，井口油压稳定，自喷能力强，阶段采油10.38万吨，总压降1.01兆帕。河4块沙二下平均油嘴4.7～4.4毫米，平均单井日产30～25吨。河11断块沙二^{9}平均油嘴3～3.6毫米，单井日产20～25吨。这两个单元生产也比较稳定，但是由于控制压差生产，油层高产条件和充足的天然能量均未得到较好地发挥。

(2) 放大压差生产期（1972.6～1980.3）　根据稀井高产的方针，1972年6月先后在各断块放大油嘴进行高速开发，取得较好的效果。首先在河4断块沙一段进行高速开发试验，先后6次放大油嘴，油嘴从4.5毫米放大到9.97毫米，平均单井日产油从35吨增加到88吨，单位压降产油量1240吨／兆帕。在油井见水前，生产比较稳定，证明能量充足。随着油井陆续见水，含水逐步上升，影响了稳定。为了稳住产量，采取了下大泵提液，继续放大压差生产，在投产新井很少的情况下，保持了3%以上的采油速度。1971年和1980年比较，开井数都是13口，日产液量由434吨增加到783吨，日产油水平由397吨上升到1980年的平均328吨，综合含水由8.7上升到58.1%，生产基本稳定。累计产油125万吨。地层总压降3.74兆帕，地下亏空315万立方米。

3. 注水开发阶段（1980.4～1985.12）

从1980年4月起，三个主要开发单元（河4沙一$^{3-4}$，河4沙二$^{9-10}$，河11沙二$^{9-10}$）开始注水，至1985年12月，累计注水165.19万立方米，注人水占孔隙体积18%，注采比0.26，（注水块累计注采比0.26）；累计采液547.12万立方米，采油259.09万吨，产水315.03万立方米。含水由56.5%上升到82.2%，综合含水上升25.7%，阶段采油75.9万吨，含水上升率1.29%。此阶段对油田井网进行调整，采取靠近断层的构造顶部打井，强化开采，提高液量，边部高含水井转注，保持充足能量等措施，使油田进入高含水期后，保持了较高的采油速度，产量不断增加，压力逐渐回升。

1986、1987年河86沙一、河11沙二^{上}投产，新建年产能力21万吨。三年来对老区进行了完善井网，注采调整，共钻新井60口，投产新井54口，投转注井27口。1987年年产油量32.1万吨，达历史最高水平。

至1988年12月，全油田有油井80口，开井60口，日产油水平577吨，日产液水平3059吨，平均单井日产油9.6吨，日产液51吨，综合含水81.1%。综合递减28.33%，自然递减30.68%。累计采油量305万吨。注水井31口，开井29口，日注水平3173立方米，月注采比0.94，累计注水391.4万立方米，注采比0.40；累计亏空581.2万立方米。

四、利津油田

油田位于山东省利津县境内，地面海拔10米。1964年底利1井的钻探标志着本区勘探工作的开始。由于利1井钻在构造的低部位，未见油气显示。1978年以后使用地震多次覆盖技术落实了利津北、店子两个构造；进行了比较集中的钻探。至1979年3月，全区共钻井11口，钻遇油层的井有7口；并在利7井和利8井试油获日产47～66吨的工业油流。至1988年底，区内共钻井223口，总进尺53.93万米，取芯井11口，进尺818.34米，岩芯长679.65米（其中油砂长45.29米），收获率83.10%。

（一）油田构造

利津油田在东营凹陷西北部坨庄—胜利村—永安镇断裂构造带的西端，为胜坨油田和滨南油田的连接部位，属于被断层复杂化的背斜构造（包括店子构造及利津北构造）。全区共发现正断层29条，断层呈帚状分布，向东撒开、向西收敛，并将油田切割成大小不等的23个断块。含油面积17.1平方公里（图1-11-19）。

（二）油藏类型

利津油田的油藏类型主要有两类：一类是由牵引背斜与断层配合形成断层遮挡的构造油气藏，如利津北、店子构造。另一类是在帚状断裂的收敛部位（断层交叉处）形成的断块油气藏。

油藏的天然能量，从试采情况看，利7和利8断块区边水能量不够充足。

地层压力，利津油田原始地层压力20～22兆帕（利32，利30—2井沙三上29.54～32.39兆帕）饱和压力8.5～12兆帕。地饱压差10兆帕左右。地层压力系数均接近1.0。

油层温度，沙一段56℃左右，沙二、三段82～85℃，沙四段114℃左右。地温梯度4.4℃／100米左右。

油水界面深度，由于油田断层多，油水关系比较复杂，没有统一的油水界面（表1-11-40）

油层埋藏深度范围，一般在1561～3399米，含油井段一般50～80米。自上而下发现有东营组，沙一段，沙二—沙三上；沙三中和沙四段五套含油层系。沙二段又分1、2、3、4、5五个砂层组。

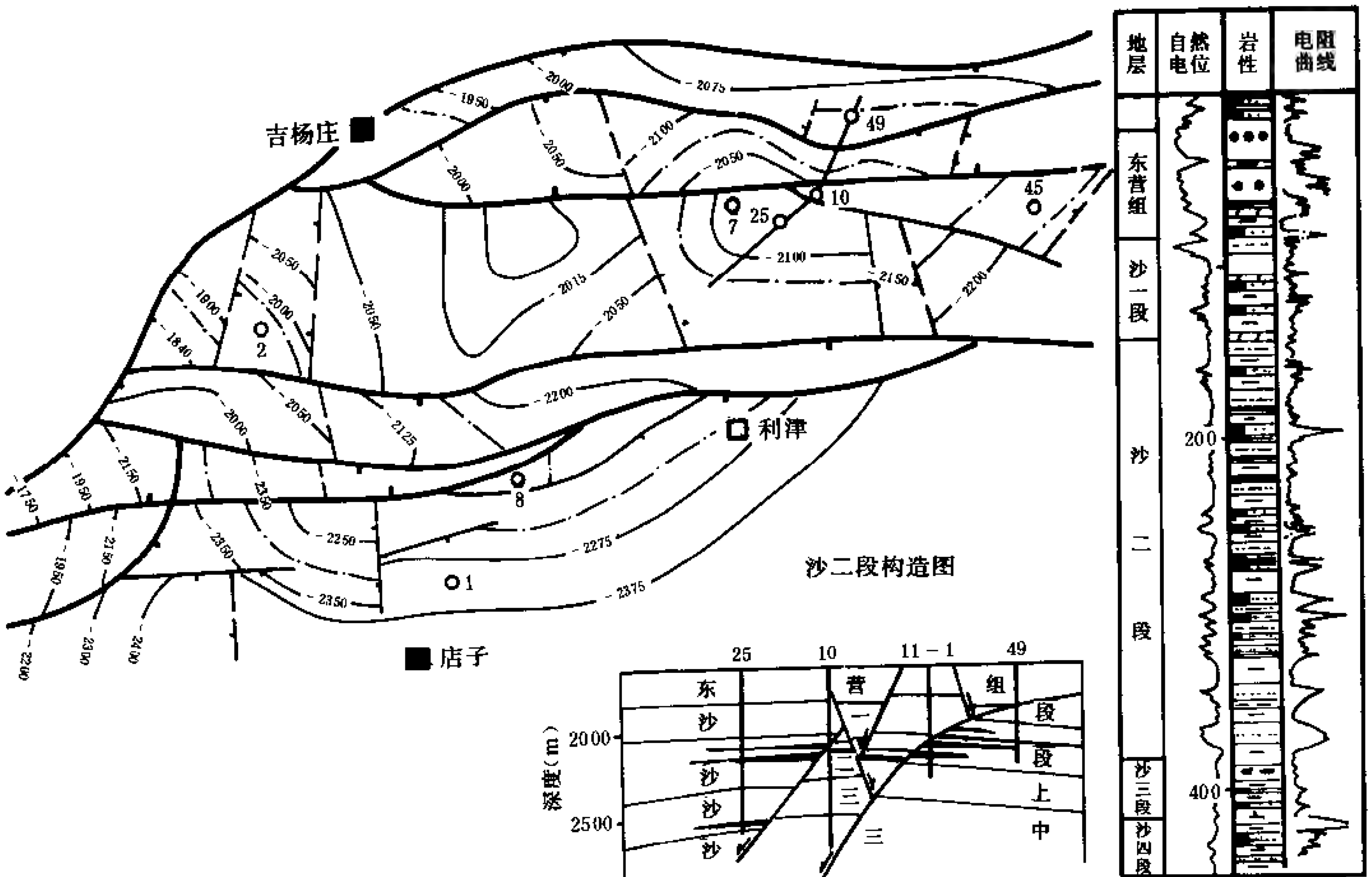


图1-11-19 利津油田综合图

表 1-11-40　利津油田沙二段油层油水界面深度统计表

层位 \ 油水界面(m) \ 断块	利 2	利 30	利 48	利 14	利 19	利 7	利 27	利 29	利 26	利 21	利 49	利 33	利 32	利 45
沙二^{1}	1975	2300												
沙二^{2}		2343	2100	2284								2035	2050	
沙二^{3}			2125		2185	2185	2146	2242	2300			2120	2160	2195
沙二^{4}			2186			2186				2192	2130			

（三）储集层特征

根据岩芯分析资料统计,利津油田沙二段孔隙度一般为 24.7%～29.6%,渗透率为 260×10^{-3}～1770×10^{-3} 二次方微米，含油饱和度 65%（表 1-11-41）

利津油田沙二—沙三上油层以中渗透粉细砂岩为主，油层均质程度高，层间差异小；平面上由东向西有变差的趋势（表 1-11-42)。

表 1-11-41　利津油田物性参数对比表

构造	沙二段砂层组	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	碳酸盐含量 (%)	泥质含量 (%)	粒度中值 (mm)	分选系数	备注
店子	1	28.4	620					1. 数据均为平均值 2. 括号内为岩芯分析数据
利北		28.6	271					
店子	2	28.0	431					
利北		30.1	1975	(0.91)	(5.5)	(0.18)	(1.38)	
		(31.9)	(9233)					
店子	3	26.4	281					
		(23.3)	(190)	(2.75)	(10.27)	(0.09)	(1.58)	
利北		28.8	763	(0.67)	(5.6)	(0.21)	(1.55)	
		(29.3)	(2052)					
店子	4	30.6	782					
		(25.3)	(285)	(2.49)	(8.48)	(0.13)	(1.41)	
利北		27.3	246					
		(27.9)	(417)	(1.05)	(9.5)	(0.13)	(1.32)	
利北	5	24.4	100					
店子	平均	27.4	404					
		(24.7)	(260)	(2.6)	(8.9)	(0.12)	(1.45)	
利北		28.9	1083					
		(29.6)	(1770)	(0.74)	(5.9)	(0.20)	(1.51)	

表 1-11-42 利津油田沙二段各砂层组物性统计表

砂层组	利津北地区		店子地区	
	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)
2	31.9	9233		
3	29.3	2052	23.3	190
4	27.9	417	25.3	285

从表 1-11-42 可以看出，平面上，东北部利津北地区，砂岩颗粒较粗，一般为粉、细砂岩，砂岩较疏松，平均孔隙度 29.6%，渗透率为 1770×10^{-3} 二次方微米；而西南部的店子地区，砂岩颗粒较细，一般为粉砂岩，胶结较致密，平均孔隙度为 24.7%，渗透率为 260×10^{-3} 二次方微米。纵向上：利津北地区沙二段存在由下往上物性变好的趋势；店子地区就沙二段 3、4 砂层组的岩芯分析资料看，则存在上差下好的情况。

（四）油、水性质

利津油田沙二段原油性质好，地面原油相对密度 0.8609～0.8838，粘度为 13～30 毫帕秒，地下原油相对密度 0.7801～0.8079，粘度 3.02～9.0 毫帕秒。含硫 0.1%～0.2%，含蜡 15.7%～32.7%，凝固点 30℃左右，体积系数 1.1245～1.1821，油气比 40～60 立方米／吨。

平面上原油性质变化不大，店子构造比利津北构造略好一些。店子构造原油的相对密度为 0.8672，粘度 15 毫帕秒，含硫量 0.16%，凝固点 33℃；利津北构造原油的相对密度为 0.8786，粘度 26 毫帕秒，含硫量 0.19%，凝固点 29℃。在靠近油水边界附近，原油相对密度加重，一般 0.9013，粘度为 100 毫帕秒（表 1-11-43），纵向上由下往上变差。

表 1-11-43 利津油田纵向上原油性质表

层段		相对密度		粘度 (mPa · s)		含硫量 (%)	凝固点 (℃)
东营组		未试油		/		/	/
沙一段		0.96		1415		0.416	/
沙二段	砂层组	利北	店子	利北	店子	0.1～0.2	28～30
	1		0.9266		327		
	2	0.8645～0.8970	0.8739	14.2～37.9	27.3		
	3	0.8705～0.9208	0.8636～0.9176	22.1～126.0	17.3～247.0		
	4	0.8660～0.8945	0.8751～0.5153	11.3～52.0	21.7～31.8		
沙三段		0.8581～0.8669		11.8～15.8		0.12～0.2	11～34
沙四段		0.8693		13.8		0.2	28

油田水性质如表 1-11-44 所示。

表 1-11-44 利津油田水性质统计表

层位		氯离子／总矿化度(mg／l)		水型
		利北构造	店子构造	
沙二段	2 砂层组		8865／17177	$NaHCO_3$
	3 砂层组	613／5368～5986／11456	8155／15533～8616／16973	$NaHCO_3$
	4 砂层组	1315／5654～2411／8827	3368／9388～8155／15724	$NaHCO_3$
	5 砂层组	558／4984		$NaHCO_3$
沙三段			5070／11400	$NaHCO_3$
沙四段		8439／14403		$CaCl_2$

从表中可以看出，沙二段油层的地层水在全油田都是 $NaHCO_3$ 型，但两个构造的地层水总矿化度差别明显，利北构造的地层水总矿化度为 5368～11456 毫克／升；店子构造则为 9338～17177 毫克／升。平面上店子构造比利北构造的地层水总矿化度高。纵向上，沙二段油层水矿化度由下向上增大。

（五）油田开发简况

1. 开发准备阶段（1978 年 12 月～1979 年 12 月）

根据油藏类型和构造形态，利 7 断块设想了一套 500 米的三角形井网，利 8 断块设想了一套 600 米的均匀井网，加强钻探和试油。阶段末完钻井 13 口，基本上搞清了利 7、利 8 断块的构造形态和含油面积（8 平方公里)。明确了沙二—沙三上油层为主要目的层。油井大部分能自喷，日产油 20～30 吨。单位厚度采油指数 1～5 吨／日·兆帕·米。弹性产率较低，利 7 断块弹性产率约 9560 吨／兆帕，利 8 断块约 5300 吨／兆帕。基本上具备了开发条件。

2. 开发及外围详探阶段（1980～1984 年）

根据利津油田各断块的勘探程度及开发准备工作的进展情况，首先编制了利 7、利 8 和利 30 断块的开发方案，同时加强其它断块的钻探和试采工作。

对利 7、利 8 和利 30 三个投入开发的断块的沙二—沙三上的全部油层，采用一套井网进行开发，不划分开发层系，并早期注水，采用层间接替的方法保持稳产。

为持续稳产，采取了分层接替、边部高含水井提高采液量、局部地区适当钻完善井、及时进行注采调整等措施，实现了已开发区的高产稳产。甩开钻探后，进一步落实了断层，又先后发现利 32、利 52、利 11 北、利 2 等 9 个含油断块，并相继投产。到 1984 年 12 月，利津油田共发现 18 个含油断块。综合含水 19.3%，开发效果还是比较好的。

3. 老区块加密注采井网，加强注水，逐步恢复地层压力阶段（1985～1988 年）

四年来重点调整利 7、52、33 断块。共钻新井 87 口，投产新井 75 口，投转注井 46 口。1985～1987 年连续三年年产油超过 70 万吨。

至 1988 年 12 月，有油井 112 口，开井 90 口，日产油水平 1570 吨，日产液水平 3847

吨；平均单井日产油 17.4 吨，日产液 42.7 吨，综合含水 59.1%，综合递减 21.8%，自然递减 27.2%。年产油 57.3 万吨，累计采油 427.1 万吨。注水井 55 口，开井 52 口，月注采比 0.97，累计注采比 0.63，累计地下亏空 334.3 万立方米。

五、垦利油田

油田位于山东省东营市境内，地面海拔高度 2.7 米。1967 年 5 月于垦 1 井发现沙一段油层并获得高产油流。至 1988 年底全油田累计钻井 100 口，总进尺 24.36 万米，取芯井 25 口，进尺 275.75 米，岩芯长 176.91 米，收获率 64.20%。

（一）油田构造

垦利油田位于沾化凹陷南部垦利断裂带中段，为一北倾的断层鼻状构造。构造轴部近东西走向，南西为大断层所控制。断层落差 180 米，构造平缓，倾角 6°，为 1 号大断层。2 号断层近东西走向，落差大，倾向向南；3～4 号断层均有 1～2 口井钻遇，落差一般小于 50 米，其中 5 号断层落差最小，仅 9 米；7～9 号断层为地震解释断层，可靠程度较差。

依据钻井、地震资料，以上 9 条断层将垦利油田沙河街组油层切割为 7 个断块，其中 5 个断块为主要含油断块(垦 12 块、垦 1 块、垦 37 块、垦 44 块、垦 45 块)。垦 12 断块是垦利油田最大的一个断块，位于垦利油田北部。该断块边水较活跃，是一扇形半封闭油藏。西南面为断层封闭，边水从东北方侵入(图 1－11－20)。

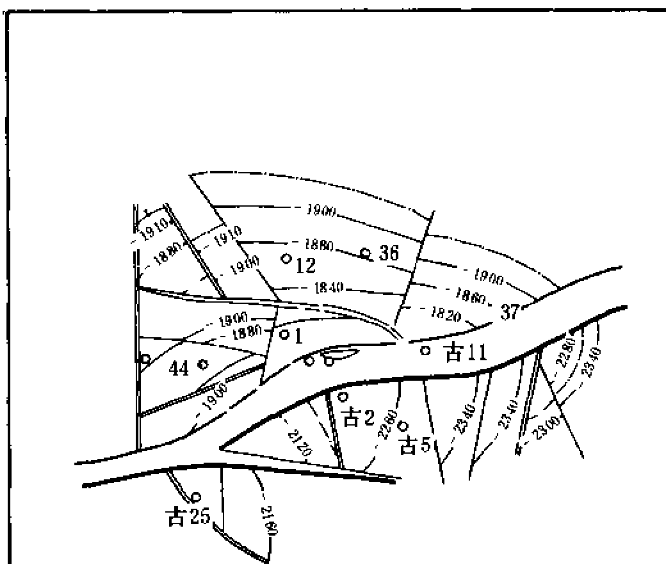


图 1－11－20　垦利油田沙二段构造图

垦利奥陶系潜山带为向北东倾没构造。被一组北西向断层切割为垦古 2、垦古 6、垦古 11 三个断块，仅垦古 2 断块含油。其中南界大断层为控制油气的油源断层，走向近东西向（图 1－11－21）。

（二）油藏类型

垦利油田沙河街组油藏类型为受构造控制的断层遮挡的低饱和油藏。饱和压力低，边水比较活跃。平均原始地层压力 18.7 兆帕，饱和压力 3～5 兆帕；油水界面 1900 米，埋藏深度 1810～1944 米。原始油气比 18～23 立方米／吨，压力系数 1.0，垦利油田沙河街组是一个具有一定边水能量的油田。

根据构造形态及油层特点，认为垦利奥陶系潜山带为垦古 2 断块为屋脊式块状油藏。饱和压力较低，为 3.83～5.19 兆帕，地饱压差大为 23.6～24.96 兆帕，为底水油藏，油水界面 2870 米（表 1－11－45）。沙二段油层变化大，划分为 2 个砂层组和 13 个小层，其中 1 砂层组分 5 个小层，2 砂层组分 8 个小层，主要含油层系为沙一、沙二上油层。

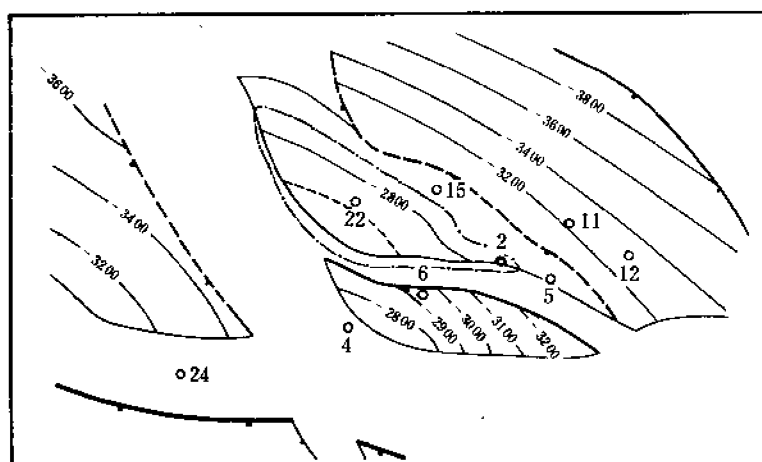


图 1−11−21　垦利油田奥陶系潜山构造图

表 1−11−45　垦利油田潜山饱和压力数据表

项目 井号	奥陶系顶界 (m)	地层压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	地饱压差 (MPa)
垦古 2	2826	28.65	5.19	23.46
垦古 7	2841	29.0	4.04	24.96
垦古 9	2746	27.93	4.31	23.62
垦古 13	2708	27.50	3.83	23.67

沙一^2、沙二 1^2、1^4、1^5、2^3 等 5 个小层为主力油层，其储量占总储量的 92%，其中沙二段第 2 小层的储量占总储量的 68%，油层厚度一般 7～10 米，最大厚度 19.7 米。

沙二上油层单层厚度小，一般 2～3 米，横向变化大，沙二上各小层因受构造和砂层发育程度因素的控制，含油范围自上而下、由北向南缩小。油层平均厚度 16 米，最大厚度 50.7 米。

中生界油层分布在中生界顶部砂岩中，油层平均厚度 12.1 米，最大厚度 36.5 米。

奥陶系潜山油藏油层平均厚 135 米，最大厚度 270 米。

（三）油层物性

垦利油田沙河街组油层物性好。据分析，平均孔隙度 28.6%，最大 40%；含油饱和度 66%，沙一段平均空气渗透率为 2486×10^{-3} 二次方微米，沙二段空气渗透率 407×10^{-3} 二次方微米。

根据试油、试采资料，沙一、沙二上油层的采油指数一般为 10～20 吨／日・兆帕・米，垦 12 井最高达 33 吨／日・兆帕・米，垦 33 最小 4.8 吨／日・兆帕・米。

奥陶系潜山油藏的储集空间为双重孔隙结构，即裂缝—溶洞和孔隙。裂缝有垂直、水平、斜交三种，据垦古 2、3、13 三口井统计，裂缝度 2.02%，裂缝开启度 73%。溶洞发

2. 奥陶系单元

该单元于1978年2月开发，1979年1月注水。经历了天然能量和注水开发两个阶段。

(1) 天然能量开发阶段（1978年2月～1978年12月）　阶段末，日产能力467吨，单井日产能力93.4吨，综合含水30%。阶段动态特点主要有二点：①压降速度大，弹性产率低。1978年12月总压差-3.0兆帕，平均月压降0.27兆帕，累计产油11.48万吨。弹性产率4万吨／兆帕。②边部油井见水早，含水上升快，产量递减快。如垦古2、7、14井，距油水界面19～35米，基本是投产就见水。

此阶段开展了酸化油层和油井化学堵水工作。酸化效果明显，化学堵水效果不好。垦古9井15毫米油嘴酸化前日产186吨，酸化后日产371吨。垦古2井见水后，采取了缩小油嘴压水锥，控制含水效果不佳。继而用聚丙烯酰胺堵水，也未收到效果。

(2) 注水开发阶段（1979.1～1980.7）

1) 开始注水油井见效期（1979.1～1979.2）。开始注采比为0.4～0.81，产量压力明显回升，注水14～19天后油井见效。如垦古9井，此阶段流压从23.13兆帕上升到23.51兆帕，日产油从130吨上升到140吨。单元日产能力从467吨上升到563吨，单井日产能力从93吨上升到112吨。

2) 加强注水开发期（1979.2～1979.6）。因为注水前地层压力下降已经很大，所以不久就加强了注水，月注采比1.4～1.8，地层压力迅速回升，由注水时的25.65兆帕至1980年7月上升到28.43兆帕，7个月上升2.78兆帕，平均月上升0.4兆帕。但由于注采比过高，压力回升太快，注入水沿缝洞窜入井底，油井见水。油井见水后月含水上升速度5%。

3) 控制注水期（1979.6～1980.7）。为了减缓含水上升速度，稳住产量，于1979年6月17日控制注采比到0.8～1.0以下。降低注水量后，压力回升速度得到控制。如垦古7井，1980年4月到7月，地层总压差由+0.01兆帕上升到+0.55兆帕，平均月上升不到0.2兆帕，但含水上升速度未见明显减缓，产量仍在下降，开发效果未得到根本改善。1984年底综合含水65.0%，单井日产油29.1吨，累计产油397.98万吨。

至1988年12月，有油井44口，开井30口，日产油水平626吨，日产液水平2991吨；平均单井日产油20.9吨，日产液99.7吨，综合含水79.1%。综合递减13.95%，自然递减7.03%。年产油20.9万吨，累计产油398.8万吨。注水井7口，开井5口，日注水平1302立方米，累计注水143.6万立方米，月注采比0.31，累计注采比0.11，累计地下亏空1143.47万立方米。

六、河滩油田

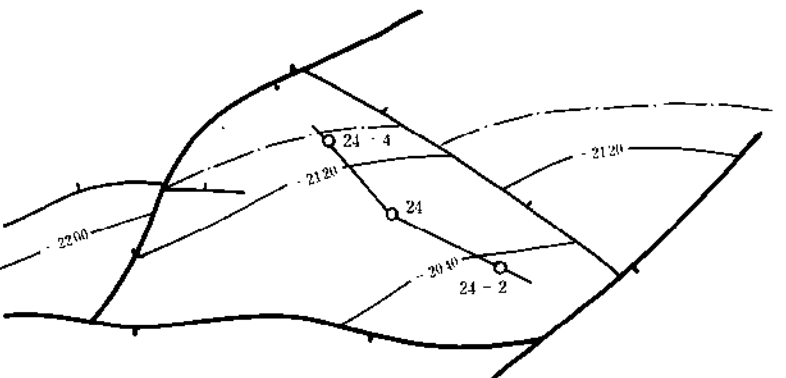
河滩油田位于山东省垦利县境内。地震勘探工作开始于1983年，1986年10月，孤南24井沙二段试油，10毫米油嘴日产油243.5吨。至1988年底，共钻各类井45口，其中取芯井1口，最芯进尺134.11米，芯长120.24米，平均收获率90%。油层物性分析样品139块，试油10口井17层段。

(一) 油田构造

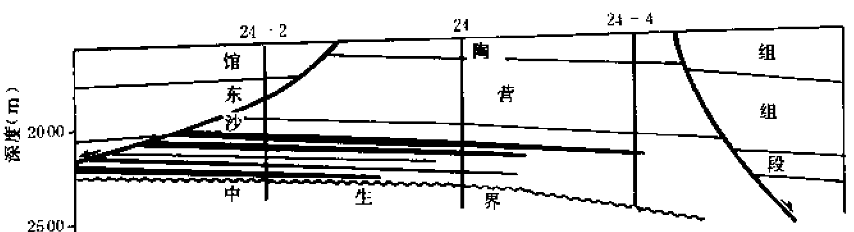
河滩油田构造位置属孤南凹陷的中央隆起带，由孤南24和孤南27两个断块组成；以24断块为主，西界和北界由一条北东向断层遮挡，以24断块沙一底部构造图为准，断块面积2.3平方公里，闭合高度140米，地层北倾，倾角8°～10°（图1-11-22）。

(二) 地层

河滩油田自下而上揭示的地层有中生界、沙三段、沙二段、沙一段、东营组、馆陶组及



沙一段构造图



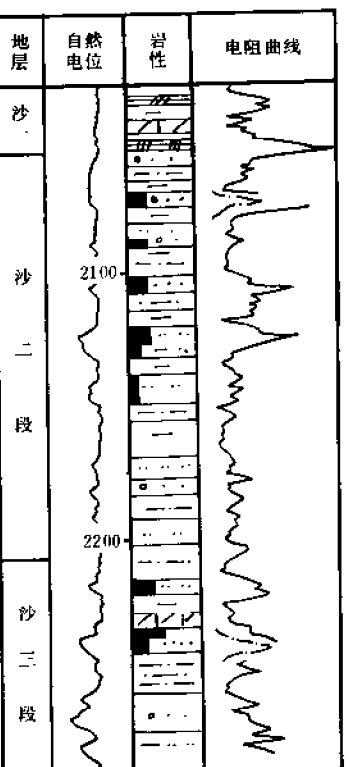


图 1-11-22　河滩油田综合图

(图内等值线值为米下同)

平原组，其中沙河街地层是本油田的含油层位。纵向上分为五套含油层系，即沙一、沙二^{1}，沙二^{2}、沙三^{1}、沙三^{2}含油层系。

沙一段是一套暗色泥岩、油页岩，底部夹油页岩及少量的生物灰岩。薄层的生物灰岩、白云岩及灰质砂岩是该段的储层。沙二段岩性主要是棕黄色含砾砂岩，细砾岩、中砂岩和粉砂岩，夹灰绿色泥岩、砂质泥岩及暗紫色泥岩、灰色泥质砂岩。沙三段主要为棕黄色细粒砂岩、灰质泥岩、灰质粉砂岩与砂质灰岩成不等厚互层。地层总厚度 250 米，埋藏深度 2050～2300 米左右。

（三）储集层特征

沙二段是本油田的主要储集层。该储集层分选差，泥质岩量少，一般占 5%左右。储油物性较好，岩芯分析孔隙平均 29%，最高 34.4%，平均渗透率 3280×10^{-3} 二次方微米，最高达 16060×10^{-3} 二次方微米。沙三段储油物性比沙二段稍差，岩芯分析孔隙度平均 28.5%，最高 31.1%；平均渗透率 1353×10^{-3} 二次方微米，最高 5424×10^{-3} 二次方微米，也是本油田的主力含油层系之一。

沙二、三段胶结类型以孔隙—接触式与接触式为主，其次为接触—孔隙式、孔隙式胶结；粒间孔隙发育，个别高达 30%，有良好的储集性能。储集空间以空隙为主。

根据地层沉积旋回的电性特征，对储集层进行了细分，即分为沙二上（Es_2^1）、沙二下（Es_2^2）、沙三上（Es_3^1）、沙三中（Es_3^2）、沙三下（Es_3^3）五个砂层组。其中又细分了 24 个油砂体。沙二上储层全块分布稳定，一般 3～4 层，厚度 4～19.4 米，平均 13.6 米。沙二下全块都有分布，但层数和厚度变化较大，有 1～13 层，厚度 1.8～40.2 米，平均厚 20.1 米。沙三段砂层分布零星，主要集中在构造顶部。尤以沙二上渗透性最好，比沙二下渗透率高 3 倍，比沙三高 6 倍。

（四）油藏

河滩油田受东西向南降大断层和其东端北东向断层所控制，显示了构造高部位油层多，厚度大，低部位油层少而薄的屋脊式油藏的特征。该地区属黄河漫滩，地形平坦，海拔一般 5～6 米。原始地层压力 19.6～21.9 兆帕，压力系数在 0.95～0.98。油层温度 81～91℃。由动态情况看，边底水能量不明显；从构造看，24 断块属四周被断层封闭的小断块，弹性驱动较弱。总计有效厚度 27.1 米。共有两套油水系统，沙二段有一个统一的油水界面，在 −2160 米左右，沙三段在 −2250 米左右。

（五）油气水性质

原油较轻，相对密度 0.85～0.87，粘度小 6.31～24.1 毫帕・秒，含蜡高 33.42%～24.12%。天然气组分中，甲烷含量 68.03%～85.87%，乙烷含量 2.25%～10.93%，CO_2 含量 2.30%～3.09%；相对密度 0.694～0.821，较重。油田水矿化度较低；在 4456～6658 毫克／升范围内变化，均为 $NaHCO_3$ 水型。

（六）油田开发简况

1987 年 7 月河滩油田全面投入开发，分三套开发层系，即沙二上、沙二下和沙三段。采用边缘注水和内部点状注水方式，井距 350～550 米。

至 1988 年底共钻采油井 29 口，注水井 16 口，1987 年 7 月注水。由于河滩油田一直保持高速开发，加之有三口电潜泵井强采，使注采极不平衡。因此含水上升速度快，地层能量下降快，注采比只有 0.61，很不适应高速开发的需要。1989 年产油 71.90 万吨／日，完成年计划的 120%，年注水 95.14 万立方米，年注水只完成计划的 85%，年产气 0.24 亿立方

砂体南窄北宽，南部纯47井附近宽度仅1.2公里，向北逐渐变宽，在梁29井处宽达10多公里。

沙三段中部储集层从纵剖面上看呈顶平底凸的半透镜体状，中间厚，两边薄，中间最厚处达50多米，向两边变薄直至尖灭。

沙三段中部储集层基本上是一个厚度大的储集层，只有梁23断块及梁38断块局部地区有一较稳定的隔层，将油层分为上、下两段，储集层粒度粗，渗透率高，连通状况好。

（二）油藏类型

梁家楼油田的油藏类型主要为岩性控制的断块岩性油藏。断块含油面积，最小0.6平方公里，最大10.1平方公里。

梁家楼油田油层天然能量不足，主力油层沙三段中部油层没有气顶，油水分布较规律。纯47断块为封闭断块，无边水、底水。纯56、梁23等断块虽有边水，但边水能量亦不足。

纯56断块油水界面在−2598米左右，梁23断块油水界面在−2865米左右。

梁家楼油田平均地层压力在30兆帕左右，各主要断块压力，详见表1−11−46（表内均为各断块井的平均值）。

表1−11−46　梁家楼油田主要断块压力表

断　块	原始地层压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	地饱压差 (MPa)
纯47	32.05	6.05	26.00
纯56	26.54	6.40	20.14
梁23	29.44	8.00	21.49

（三）储集层特征

梁家楼油田油层物性较好，各主要断块物性见表1−11−47。

表1−11−47　梁家楼油田主要断块油层物性统计表

断块	岩性	沉积相	韵律	泥质含量 (%)	钙质含量 (%)	润湿性	孔隙度 (%)	空气渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	有效渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)
纯47	砂岩	河道砂	复合	1.66	2.0	亲水	22.8	1958	
纯56	砂岩	河道砂	复合	2.32	0.8	亲水	19.9	4118	3493
梁23	砂岩	河道砂	复合	4.35	4.4	亲水	18.8	514	126～2359

沙三段中部原始含油饱和度在平面上基本上是南部较高，北部较低。南部的纯47、纯56断块为70%左右；北部的梁44块为60%左右。1984年12月含油饱和度的分布是，纯47断块中部（即注水井纯57、47-1、47井周围），北部及东部含油饱和度较低，一般在35%～50%左右；断块西部、南部及东南部较高，均大于50%，最高达69%。纯56断块与纯47断块类似，断块北部含油饱和度较低，一般在32%～53%左右，由北往南逐渐增加，最高达69%。

沙三段中部储集层渗透率不仅高，而且差异大，从特低渗透到特高渗透都有分布，渗透率变异系数高达 0.82～0.87。总的说来渗透率纵向上分布是：大厚层顶、低部位渗透率低，中间部位渗透率高；处在边滩部位层间渗透率差异较小。渗透率平面上的分布特点是：南高北低、中心部位高，边滩部位低。

沙三段中部储集层据纯 51 井 13 块样品分析，垂直渗透率为水平渗透率的 0.84 倍。沙三段中部油藏储集层孔喉半径分布极不均匀，根据纯 47、56、梁 23 断块的资料，孔喉半径中值的变化范围是 2.15～15.0 微米，变化规律是南部高，北部低，纯 47 块最高为 15.0 微米，梁 23 块最低为 2.15 微米，三块平均为 8.71 微米。

梁家楼油田由于沙三中储层物性好，最早投产的井日产量都在百吨以上（表 1-11-48）。

表 1-11-48　梁家楼油田早期投产沙三中^{2}井初期产油量表

断　块	井　号	油　嘴 (mm)	产油量 (t／d)	采油指数 (t／d · MPa · m)
纯 47	纯 41	10	213	5.2
纯 56	纯 49	9	160	6.2
梁 23	梁 23	8	123	6.7

梁家楼油田油层孔隙结构非均质显著，孔隙半径跨越范围广，从 0.1 微米至 160 微米都有。

（四）油气水性质

沙三段中部原油性质较好，属中、低粘度的轻质油。各断块原油性质基本接近。原油地面相对密度在 0.875～0.90 之间、地面粘度在 22～108 毫帕秒之间。纯 56 断块原油性质相对较差（表 1-11-49）。

油层天然气密度 0.65～0.76，甲烷含量 77%～89%，乙烷含量 1.95%～5.79%。

表 1-11-49　梁家楼油田沙三中原油物性表

断块	地　面		地　下		原油油气比 (m^3／t)	凝固点 (℃)
	相对密度	粘度(mPa · s)	相对密度	粘度(mPa · s)		
纯 47	0.882	30.2	0.807	4.79～6.3	31.1	34
纯 56	0.904	108	0.840	10.3	24.5	28
梁 23	0.875	22		2.7～3.46	46.0	35

纯 56 断块地层水矿化度变化在 20291～25483 毫克／升之间，氯离子 11277～14113 毫克／升,水型为氯化钙型。其它断块地层水矿化度为 10043～24387 毫克／升,氯离子 4427～13556 毫克／升。水型为碳酸氢钠型。

（五）油田开发简况

梁家楼油田自1971年9月纯47断块沙三段中部油层投入开发以来，大体上经历了弹性开采、注水开发、整体调整高速开采与产量递减的4个阶段。

1. 弹性开采阶段

该阶段主要特点是：地层能量不足，压力下降快，产量递减快，采油速度低，各块阶段末单井日产油比阶段初大幅度下降，年实际采油速度较低。

2. 注水开发阶段

该阶段的主要特点是地层压力回升，产油量上升，采油速度增大。如纯47断块，此阶段压力回升13.61兆帕，单井日产油由阶段初的18吨升至阶段末的143吨，增加125吨。但由于沙三中孔隙结构非均质显著，造成注水后，见水快,含水上升快,无水采油期仅152～808天，水线推进速度1.24～4.08米/日。阶段含水上升率0.90%～5.5%。此阶段存在的另一个问题是单井控制储量过大，注采井网有待进一步调整完善。

3. 整体调整高速开发阶段（1983年1月～1985年12月）

该阶段先后进行了两次大调整，共钻新井47口，投产39口，转注7口。进一步完善了注采井网。年产油量由1982年的34.6万吨，升至1985年的150.13万吨，综合含水由42.5%降至41.7%。

4. 产量递减阶段（1986年以后）

虽滚动开发了梁63、43、51断块、梁中沙二和通84沙四，新增动用储量670万吨。但由于新建产能断块产量低，效果差，弥补不了高速开发造成的产量递减。年产油量逐年下降，至1988年年产油仅79.62万吨。

至1988年12月，油井189口，开井141口；日产油水平1997吨，日产液水平8681吨，平均单井日产油14.2吨，日产液61.6吨；综合含水77.0%，年产油79.62万吨；累计采油794.2万吨。注水井84口，开井63口，日注水平9822立方米，月注采比0.94，累计注水1686.7万立方米，累计注采比0.70，累计地下亏空728.4万立方米。

八、红柳油田

红柳油田位于黄河入海口北岸，孤东油田以南，包括垦东5和垦东6二个含油断块。

（一）垦东5断块

1986年6月，钻了垦东5井，在2225～2560米井段钻遇沙河街组油层，射开2251.4～2259.0米沙三上段油层1层7.6米，5毫米油嘴求产，日产油21.4吨。

本断块已完井9口，其中取芯井4口，取芯进尺112.96米，芯长93.89米，平均收获率83.1%。并进行了有关项目的采样分析。

1. 油田构造

垦东5鼻状构造是在中生界古地貌背景上发育起来的沙河街组鼻状构造，垦东5断块位于其轴部向西北倾没的偏低部位。与之有关的断层共有四条：南界垦南大断层，近东西走向，南倾；垦东—垦东53断层（东界断层），北东走向，东南倾，倾角45°～50°，落差30～50米；内部垦东5～4断层，落差30米，近东西走向，北倾、倾角45°；北界断层，北西走向，西南倾，落差50米。以上断层对油水起到了一定的分隔遮挡作用（图1-11-24）。

2. 储集层特征与油藏类型

钻井资料揭示了垦东5断块除中生界外尚有沙三段至平原组一整套地层，局部还发育了沙四段地层。

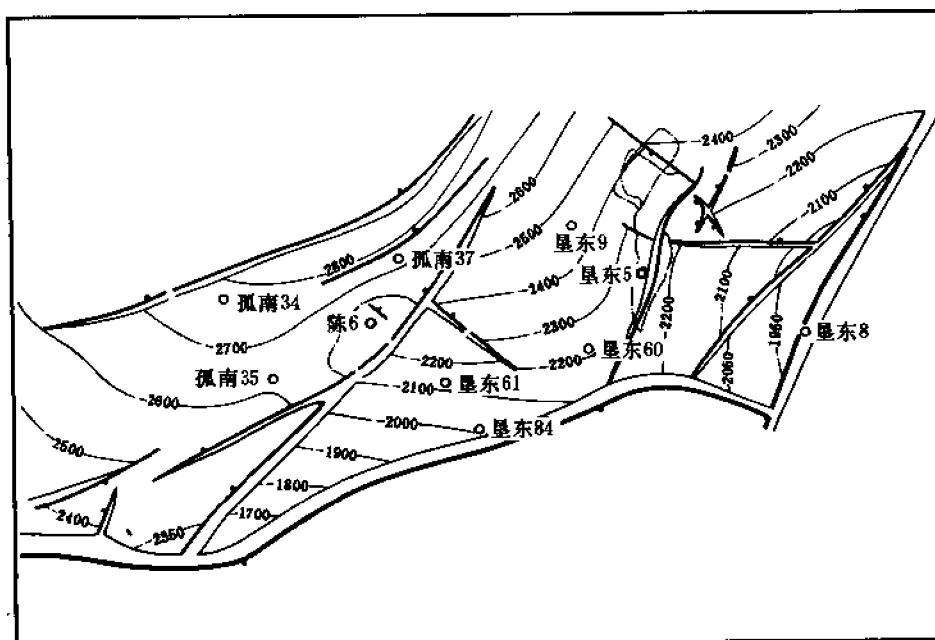


图 1-11-24　红柳油田沙河街组构造图

（图内等值线为米）

馆上段油层平均埋藏深度 1250～1450 米，岩性以粉细砂岩为主，较疏松，渗透性较好，岩芯分析平均孔隙度 33.4%，渗透率 4800×10^{-3} 二次方微米。储层碳酸盐含量 0.87%，泥质含量 6.85%，粒度中值 0.18 毫米，分选系数 1.59。

沙一段底部储油岩为生物灰岩，储层物性较好。沙二段是本区的主要含油层系，平均埋藏深度在 2200～2300 米，为砂泥岩互层。砂层分布比较稳定，以粉砂岩为主，少量灰质粉砂岩；岩芯分析平均孔隙度 20.9%，渗透率 74.2×10^{-3} 二次方微米，碳酸盐含量 3.97%，泥质含量 11.75%。油藏分布受构造控制。沙三段岩性以粉砂岩为主，少量含砾砂岩。垦东 5 断块沙河街组油层为砂岩孔隙储集空间。本断块的主力含油层系沙二段，为受断层控制的构造油藏，沙一段底部及沙三段上部均为岩性油藏。

垦东 5 断块，压力系数 0.962～1.02 之间，为弹性驱动类型。

3. 油气水性质

垦东 5 断块的原油性质，馆上段油稠，地面原油相对密度大 0.9811～0.993，原油粘度一般为 3000～4000 毫帕·秒；凝固点低，一般在 0℃左右；地层水矿化度在 8000 毫克／升左右，为 $CaCl_2$ 型。沙河街组油质较稀，地面原油相对密度较小，一般在 0.845～0.88 之间；粘度低，一般在 5～45 毫帕·秒之间；凝固点高在 29～41℃之间；地层水总矿化度在 6000 毫克／升左右，为 $NaHCO_3$ 型。

据垦东 5 井天然气分析，天然气组合中甲烷占 86.91%，重烃占 8.11%，天然气相对密度 0.6681。

（二）垦东 6 断块

垦东6断块位于红柳油田西部，其东侧隔垦东6断层与垦东5断块相邻，1987年4月，钻探垦东6井，发现沙河街组油层，测试1层5米，10毫米油嘴日产油66.9吨。

至1988年底，已完钻井25口，其中取芯井3口，取芯进尺361.43米，岩芯长346.97米。收获率96%，油砂长60.2米。共分析孔隙度样品496块，渗透率320块，油水饱和度110块，碳酸盐含量87块。

1. 油田构造

垦东6块断位于孤南洼陷南东斜坡边部，垦利断裂带东段，一条北东向延伸的分支断层的下降盘；是发育在中生界潜山背景上的断鼻构造。根据地震及钻井资料的解释，一条北北东向1号断层与另一条北东东向2号断层在垦东6—43井以东交会，成为垦东6断块的东界及南界。受边界断层的影响，使断块内部形成一个轻微的逆牵引构造，高点在6^{-1}井附近。断块构造圈闭面积近3平方公里。断块内又被多条次一级断层切割，致使构造复杂化。边界断层对油气聚集起了遮挡作用，断块内部的次一级断层为油气运移提供了通道，又控制了不同断块的油气富集程度和各自的油水关系。

2. 储集层特征与油藏类型

区内地层自下而上有中生界与下第三系的孔店组、沙三段、沙二段、沙一段、东营组，上第三系的馆陶组、明化镇组及第四系的平原组。主力含油层系为沙二段和沙三段上、中部。沙二段岩性以灰色粉砂岩，灰白色含砾砂岩为主；沙三段中部以灰色泥岩，含油粉砂岩为主；上部岩性为灰色粉砂岩，含砾砂岩。

垦东6断块主力油层在平面上的分布比较稳定，连通性好，该断块平均孔隙度20%，渗透率363×10^{-3}二次方微米、碳酸盐含量3.1%，泥质含量6%，粘度中值0.34毫米。

垦东6断块储集空间为砂岩孔隙型。自上而下可划分为七个砂层组：沙一、二段、沙三上1砂组、沙三上2砂组、沙三上3砂组、沙三中1砂组、沙三中2砂组与沙三中3砂组。平均有效厚度39.8米，地质储量大于35万吨的小层5个：沙一、二段5砂组、沙三上3^4、沙三中1^1、沙三中1^6和沙三中3^1。

垦东6断块沙河街组油藏属低饱和、低粘度原油、中低渗透断块层状油藏，驱动类型为边水及弹性驱动。

3. 油、气、水性质

垦东6断块原油较稀、沙一段—沙三段，地面原油相对密度一般为0.857～0.876，粘度3.4～28.6毫帕秒，一般10毫帕秒、凝固点28～38℃，含硫0.13%～0.53%，一般0.25%。沙河街组地层水矿化度变化范围6600～10000毫克／升，一般6000～8000毫克／升，氯离子含量3000毫克／升，水型为碳酸钠型。

4. 油田开发简况

红柳油田于1988年投入开发，当年12月，共钻各类井30口，年产油、气分别为17.23万吨，164.98万立方米，综合含水15.2‰。

九、老河口油田

老河口油田的桩106断块位于山东省东营市河口区的东部滨海地区。

1985年11月，桩105井在沙一段生物灰岩中获日产5.9吨的工业油流。1986年5月，桩106井在沙一段和馆陶组又发现油层（分别为2层2.0米和1层6.3米）。1987年10月，测试馆陶组油层，自溢日产14.6吨，同月用φ50毫米泵试采，产油59～97吨／日，从而发现桩106馆陶组油藏。

至 1988 年 12 月，已钻井 20 口，其中取芯井 5 口，取芯进尺 173.44 米，芯长 156.51 米，收获率 90.34%，油砂长 5.92 米。利用岩芯分析油层物性（孔、渗、饱）30 块，并做了压汞法测定孔隙结构、相渗透率等项室内试验。

（一）油田构造

桩 106 断块构造位于埕东凸起向北倾没部分，属于埕东凸起斜坡带中部一个受断层遮挡的宽缓鼻状构造，内部被北东向的 3 号断层分割为东西两块。东块在东、西、南方向均受断层遮挡，向北逐渐倾没，构造比较平缓，地层倾角在 2°左右，构造圈闭面积 4 平方公里，闭合高度 70 米；西块在东、南方向受断层遮挡，向西、北逐渐变低，地层平缓，地层倾角小于 2°；构造圈闭面积 4～5 平方公里，闭合高度 35 米（图 1−11−25）。

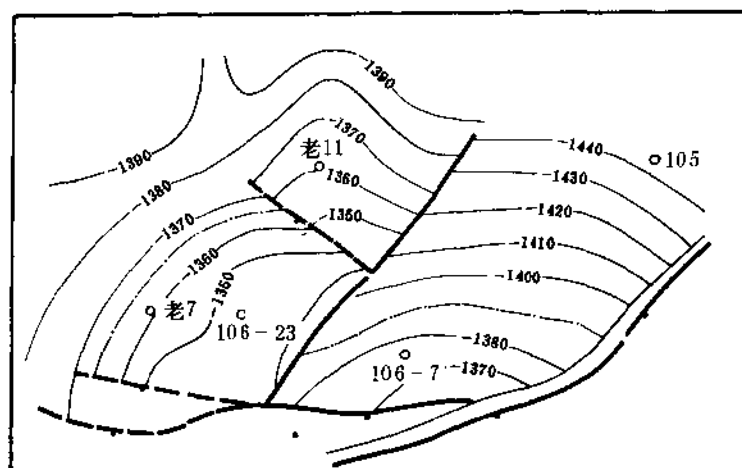


图 1−11−25　老河口油田桩 106 断块馆陶组构造图

（二）储集层特征

主要含油层系为馆陶组上段第一砂层组的第Ⅰ、Ⅱ号砂层，岩性为粉砂、粉细砂岩。西块油层单层厚度在 2.7～10.1 米之间，埋藏深度 1340～1370 米。东块油层单层厚度在 2.3～9.1 米之间，埋藏深度在 1370～1400 米。

桩 106 断块馆上段油层物性好，属高孔隙中等渗透率油层。根据 3 口井 30 块样品孔隙度平均为 33.9%，桩 106—5 井分析 4 块样品平均空气渗透率 556.7×10^{-3} 二次方微米。胶结物以泥质为主，平均泥质含量 10%，砂岩粒度中值 0.1 毫米，分选系数 1.59，分选中等。馆陶组上段Ⅰ、Ⅱ号砂层属于河道砂体，由于河道砂平面、纵向变化大，故其孔渗非均质性也比较大。

储集空间为孔隙型，胶结类型为接触式、孔隙—接触式。

桩 106 断块开发层系为馆陶组上段油层。中部有一北东向小断层将该块分割为东、西两块。东块是第一砂层组Ⅱ砂层含油，西块是第一砂层组Ⅰ砂层含油。油层单一。东块馆陶组上段Ⅱ砂层含油面积 1.5 平方公里，有效厚度 4.5 米；西块馆上段之Ⅰ砂层，含油面积 2.1 平方公里，有效厚度 7.5 米。两块合计，含油面积 3.6 平方公里，有效厚度 6.4 米。

（三）油藏类型

沙二段构造图

图 1-11-26　临盘油田综合图

(二) 油藏类型

临盘油田的油藏类型主要有二类，一类为背斜构造油藏，另一类为在早期局部隆起背景上，以断层遮挡为主的屋脊式断块油藏。如大芦家背斜构造油藏，其基本特点是含油气层系多、含油井段长；油气层最长井段达1400米，油层最大厚度达125.8米，一般在50米左右。平面上不同层系油层叠加连片，主力油层大面积分布，连通性好。不同断块相同层位油水界面不同，如东二段油水界面，在临2块为-1827米，在临14井为-1896米，在临1块为-1932～1955米。浅层油层饱和压力高，地饱压差小，表现为高饱和油藏和气顶油藏。如临2断块，馆3和东三段饱和压力一般在14.2～16.0兆帕，地饱压差0.7～1.9兆帕。

断块油藏的基本特点是油水关系复杂，纵向上多套油水系统，平面上含油带窄，相邻断块同一层位无统一的油水界面。如盘2—20断块的盘2—20井有油层14层42米，连续分布在110米井段中；而相距500米的盘2—15井，比盘2—20井低32米，相同层位只有3层10米油层，其他均为水层。在剖面上的分布至少有11套油水系统，每套油水系统的含油高度较小，一般仅10～20米，含油面积窄，平面上仅宽300～500米。原油性质变化大，东南低台阶的临14断块地面粘度低，为9.65～20毫帕秒，而西北高台阶的盘2—20块地面粘度增大至591～1890毫帕秒。

(三) 储集层特征

油层渗透率普遍较低,除馆陶组大于1000×10^{-3}二次方微米外,其余各油层一般为300～400×10^{-3}二次方微米，最低为数十至$1\sim2\times10^{-3}$二次方微米。纵向上，孔隙度和渗透率由新到老明显降低；横向上，南部大芦家构造较低，向北有增高趋势。

临盘油田油层非均质程度高。如临2断块东营组二段，最高渗透率1071.6×10^{-3}二次方微米。最低为12.5，高低相差86倍，非均质系数3.49。

(四) 油、水性质

油田原油性质纵横向变化较大。地面相对密度0.75～0.9562，地面粘度5.21～8365毫帕秒，原油凝固点-13～36℃，含蜡量10%～38%，含硫量0.05%～0.6%。原油性质总的变化规律是：纵向上自下而上，由轻变重，凝固点、含蜡量、馏份降低；平面上以临邑大断层为界南稀北稠；大芦家浅层馆陶组次生油藏原油的相对密度、粘度、含硫均高，而凝固点、含蜡、馏份均低。如大芦家原油相对密度一般在0.85～0.86，而临9断块区为0.88～0.90，临13断块区则高达0.94～0.96以上，说明埋藏浅的原油稠、性质差，埋藏深的原油稀、性质好。

油田水型以$CaCl_2$型为主，其次是$NaHCO_3$。总矿化度由浅到深浓度加大。

(五) 油田开发简况

1. 弹性能量开发阶段（1973～1975年）

临盘油田于1973年8月投入开发此阶段日生产能力由1923吨上升到3177吨，单井日产由58吨下降到26吨，油气比由69立方米／吨，上升到130立方米／吨；开发初期压降大，产量下降快，弹性产率小，一年左右时间总压降为1.94～3.28兆帕，平均月压降0.2～0.6兆帕，弹性产率1500～3850吨／兆帕，说明小断块能量不足。

2. 注水开发阶段（1976～1978年）

此阶段又可分为二个时期。第一个为溶解气驱向水压驱动过渡时期。时间在1976年1月～1977年2月，先在大芦家临2—6单元馆三段注水，至1977年2月，全油田有8个单元14口注水井，注水单元能量得到补充，油井脱气现象有所改善，油气比下降，以溶解气

驱为主要特征的单元，经注水后，逐步向水压驱动转化。第二个时期在1977年3月至1978年12月，为注水水压驱动时期。此时老的注水单元不断调整，新的单元不断投入注水开发。注水量已有3347.52万吨，油气比下降到63立方米／吨（1979年），单井产量逐步稳定在较低水平。含水上升到44.4%。

3. 调整完善阶段（1978～1985年）

油田范围内进行过两次调整，第一次在1978年，以投（转）注为主，进一步完善注采系统。集中力量围歼盘河、临9—临13断块区；新打井28口，投产新井27口、投（转）注井15口。注水量达2382.17万吨。第二次在1985年，通过以注水井为中心的综合调整。钻井12口，投产新井10口，并对油井进行酸化，卡层、堵水等措施，同时转注17个单元，累计注水单元45个，注水井达53口，扭转了注采不平衡的被动局面，明确了细分注水，及时调整是小断块油田持续稳产的必由之路。

4. 滚动开发阶段（1986～1988年）

在此阶段中，滚动开发了临58、68、73、61、101等断块，新建产能17万吨。整体调整了盘二断块沙三下油藏等20个单元，主要是细分层系和完善注采系统。共钻新井325口，投产油井235口，投转注井80口。三年来年产油量稳步上升，1988年突破130万吨。

至1988年12月，油井454口，开井369口，日产油水平3774吨，日产液水平11138吨，平均单井日产油10.2吨，日产液30.2吨；综合含水66.1%，综合递减7.51%，自然递减17.43%。年产油量131.5万吨，累计产油1197.57万吨。注水井148口，开井110口，日注水平8801立方米。月注采比0.79，累计注水2208.18万立方米，累计注采比0.69。累计地下亏空1004.68万立方米。

第五节　特稠油热采油田

除了上述油气田外，尚有单家寺特稠油油田。

单家寺油田位于山东省东营市利津县西南隅的北宋乡境内。1970年，先后在单2、3两口井中发现馆陶组和沙一段—沙三段两套油层。油层埋藏浅、厚度大，但经单2井试油，发现油质稠，产能低，平均日产小于1吨，未能投入开发。1980年，在探下部沙三段稀油时予以兼探，于1984年作为国家"六五"攻关项目，于东区单2断块中部开辟注蒸汽吞吐试验区，获得高产。1985年以来，东区陆续扩大蒸汽吞吐生产范围，建成了相应稠油热采生产能力。至1989年9月，已钻各类井251口，其中取芯井19口，取芯进尺1585.94米，收获率75.34%。由于岩芯疏松，油层物性分析比较困难，在一定程度上影响了对油层的认识。

（一）油田构造

单家寺油田构造处于东营凹陷西北部滨县凸起南坡。油田呈长条形，分为东区（包括单2和单10断块）和西区（包括单6、单60、单114和单25断块）。两区构造形态基本一致，为一受前震旦系基底控制的由北向南倾没的鼻状构造。上、下第三系各组段地层向凸起层层超覆、减薄和尖灭。油田内各断块间为断层分割，整个构造形态比较平缓，倾角2°～4°（图1-11-27）。

（二）储集层特征

单家寺油田储集层自下而上有沙三段、沙一段、东营组和馆陶组，油层埋深一般为1000～1200米。岩性自下而上逐渐变细，沙三段为粗砂岩及含砾砂岩，沙一段为含砾中—

细砂岩；东营组为细砂岩，馆陶组为细—粉砂岩。油层平均有效厚度 60 米，最厚 82 米。单层平均厚度 22 米，最厚 73 米。

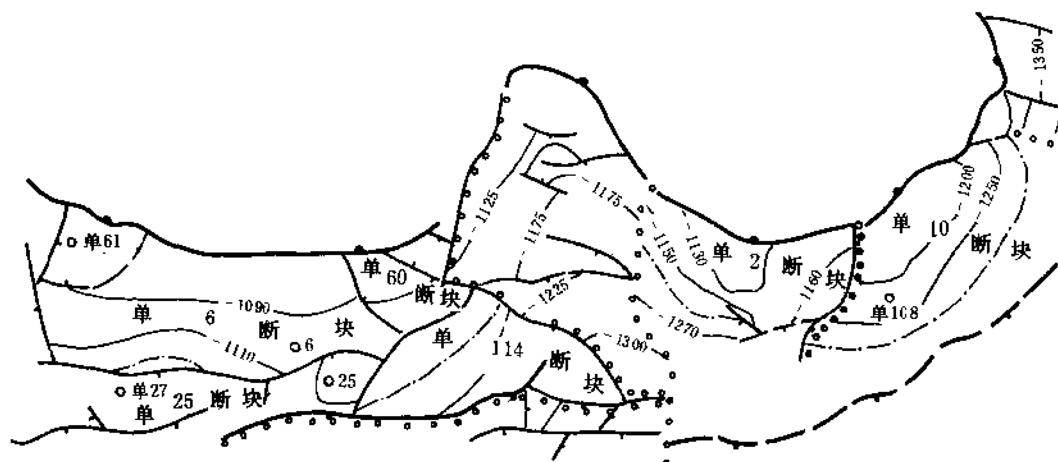


图 1-11-27 单家寺油田沙河街组构造图

油层胶结疏松，属未固结砂岩。泥质含量少（小于 5%），在 160 倍显微镜下观察砂粒间主要为稠油胶结。胶结类型以孔隙式和接触式为主。油层孔隙度大，孔隙分布不均匀，孔隙度变化范围为 24%～34%。孔隙半径 0.1～400 微米。油层渗透率高，主力层段沙三^{4}的渗透率受粒度中值的影响大，渗透率一般不低于 5000×10^{-3} 二次方微米。

单家寺油田有多套稠油油层。其中沙三段油层主要分布于东区的单 2 断块和西区的单 60、单 114 和单 25 断块。单 2 断块沙三段为该区主力稠油油层。自上而下可划分为 7 个砂砾岩体，各砂体多以反韵律沉积为主，砂体间以致密夹层或灰质砂岩夹层分开。其中第 4 砂体厚度大、分布广、储量多、为单 2 断块的主力含油砂体。第 4 砂体油层厚度 40～80 米，有效厚度一般均在 30 米以上，层内没有稳定的泥质岩隔层和夹层，为一上下左右连通的块状砂砾岩体。西区沙三段油层基本为厚层块状，内部隔、夹层不发育。沙三段油层纯油区小，油水过渡带宽，具有活跃的边、底水，油水分布受构造控制，表现为构造高部位含油性好，翼部、边部含油性差。

沙一段油层分布于东区（单 2、单 10 断块），为单 10 断块主力稠油层段。油层面积大，为一套巨厚粗碎屑沉积。油层厚度一般为 20～40 米，与下伏地层呈不整合接触。油水分布受构造控制，构造高部位含油性好，翼部、边部含油性差，属于受构造控制，具有边、底水的地层油藏。

东营组油层分布于东区单 10 断块，为该断块主力稠油层之一。与下伏沙一段为连续沉积。油层为一套中—厚层状不等粒砂岩，大面积连片分布。平面上厚度变化大，一般 20～40 米。在纵向上划分为 5 个小层，其中第 1、2 小层面积大、储量集中，为单 10 块主力含油层系，两层有效厚度 5～15 米；第 3、4、5 小层分布在下部的泥质岩段中，不连片，为零星透镜体。

馆陶组油层主要分布于东区（单 2、单 10 块）和西区（单 6 断块），与下伏地层呈不整合接触。单 2 断块馆陶组油层井段长、单层厚度小、为层状油层，油层厚度一般 5～10 米。

单10断块馆陶组油层分布受构造控制，有效厚度一般为15～25米，在纵向上，自上而下划分为三个砂层组，各砂层组之间有相对稳定的泥质岩相隔，其中第3砂层组大面积连片分布，油层有效厚度一般达5米，占馆陶组总储量的比例较大，为主力砂层组；第2砂层组，层薄，有多处尖灭，有效厚度一般小于5米；第1砂层组为中厚层状油层，连片分布，有效厚度5米左右，含油面积相对较小。单6断块馆陶组油层、井段集中，具有层组性，油层厚度一般大于25米；第1砂层组分布稳定，油层厚度15～20米，无底水，有边水；第2砂层组于断块东部发育，油层厚度相对较小，具有边底水。

单家寺油田储集层总的特点为：埋藏浅、胶结疏松、油稠、主力油层具有边底水。

（三）油藏类型

单家寺油田具有多套油水系统的高渗透、低饱和的地层超覆、厚层块状稠油油藏。埋藏深度1000～1200米，原始地层压力1150米处为1.15兆帕，压力系数为1，油层温度1100米处为54～57℃，地温梯度3.7～4.0℃／百米，为弹性与边底水综合驱动，原始油气比8～17立方米／吨左右，油水界面1180～1200米。

（四）油气水性质

原油相对密度大（0.98～0.99），粘度高（50℃地面脱气油粘度10000～20000毫帕秒）；低含蜡（1.85%）、低含硫（0.58%），轻质油含量少，胶质含量高（22.87%），沥青质含量低（1.84%），大于450℃的渣油含量高。单家寺油田原油粘度虽高，但其对温度的敏感性强，平均温度每升高10℃，粘度几乎下降一半。原始油气比低，天然气相对密度0.56～0.64，甲烷含量高90.6%～98.3%，$C_2H_6$0.1%～1.0%，$C_3H_8$0.04%～0.4%，C_4H_{10}0～0.16%，C_5^+0.0%CO_2+H_2S0.7%～8.0%，$N_2$0.1%～2.8%。地层水总矿化度15000～17000毫克／升，为$CaCl_2$水型。

（五）油田开发简况

单家寺油田虽然早已发现，且油层厚度很大，但由于油稠，一直未能投人开发，直到1984年9月才于单2—1、单2—3、单2—6等井，应用注蒸汽吞吐方法进行生产试验，并取得成功。油田的大面积投人开发是在1986年，目前采用井距为200×141米的五点法井网，以后在部分地区将加密成井距为141×100米的五点法井网。

油田至1989年9月，有开发井172口，观察井17口，探井及开发准备井62口。自1984年采用注蒸汽吞吐方法开采以来，取得了较好的效果。初期投产井日产油量达100吨以上。至1988年底，累积投产108口井，累积产油1181458吨，产水761727吨，注汽858469吨；其中1988年年产油552199吨，产水381006吨，注汽364391吨，综合含水43.4%，老井年递减率30%左右。

第六节　特殊岩性油田

这类油田主要指油层的储层岩性为古生界的石灰岩、前震旦系的花岗片麻岩，有义和庄、套尔河和王庄三个油田。此类岩性储层的油田产能高，王庄油田和义和庄油田有多口日产超千吨的油井，但递减也快，目前已采出了可采储量的83.5%，综合含水达85.4%，也已进入开发后期，年产油量仅8.3万吨。

第十二章　油气资源评价及勘探方向

油气勘探是一项耗资巨大、风险很大的工程。为了提高勘探成效，国内外都十分重视油气资源预测工作。本区的预测工作始于 1979 年，始终是和油区的勘探实践紧密结合在一起的，也收到了应有的效果。

第一节　济阳坳陷石油资源量预测

用四种方法测算了济阳坳陷的总资源量，并分层、分类、分区对主要圈闭进行了评价，作为编制 1990～1995 年勘探开发规划的基础。

一、总资源量的测算●

一个地区的石油资源量和资源潜力是以生油量为基础估算出来的，采用了下述方法。

(一) 氯仿沥青"A"体积法

关于氯仿沥青"A"法测算生油量，在前面生油岩一章中已阐述了。现仅采用其测算结果简述于下：经计算济阳坳陷内完全成熟区生油量为 186.71 亿吨，低成熟度区生油量为 111.13 亿吨，成熟度较低地区生油量为 115.11 亿吨，合计为 412.95 亿吨。此外还有孔店组推算的生油量 22 亿吨。再考虑到与济阳坳陷毗邻的垦东洼陷、青东凹陷和埕北凹陷等浅海区生成的石油，应有一部分向埕子口—桩西—五号桩—孤东—垦东—青坨子一线运移，故可取上列凹陷总生油量的一半，即 83.5 亿吨，纳入济阳坳陷的油源系统。这样，济阳坳陷拥有的总生油量为 518.45 亿吨。

此外，还按供油单元对济阳坳陷的生油量进行了分层复算，供油单元是以各种类型的生储配置体为基础，在坳陷内划分区块。每一个单元就是一个独立的生储配置体。就油气的生成和运移来说，它们互不干扰，自成体系。

科学地划分供油单元有助于对各勘探区进行过细的综合研究及对比评价。在济阳坳陷共划分了 30 个供油单元，按其成熟度进行分级、分层测算了它们的生油量。对氯仿沥青"A"选值时，有近 1／3 的数据采用了中值滤波法取值。理论和实践证明，用这种方法选取的数值较平均值更接近最佳值。应用图象扫描分析仪与计算机联机进行资源量的程控计算，提高了计算精度和工作效率，复算得出的济阳坳陷生油总量与复算前的数值接近。

(二) 氯仿沥青"A"蒙特卡洛法

石油工业部石油勘探开发科学研究院根据胜利油田提供的基础图件和原始数据，用蒙特卡洛法（抽样 2000 次）计算了济阳坳陷各凹陷不同概率的原始生油量值，再按照各个凹陷的生储配置条件选择排聚系数，计算了不同概率生油量的聚集量。

(三) 生储配置法

按照麦克道尔设想：

$Q_{生}=Q_{残}+Q_{排}$，即

●胜利石油管理局地质科学研究院，1985，济阳坳陷及外围石油资源评价。

生油量＝残留生油量+排出量

残留生油量（$Q_{残}$），是根据单位体积氯仿沥青“A”含量和成熟生油岩体积所计算的烃类数量，$Q_{排}$是排出量，在济阳坳陷是根据单层生油岩排烃试验取得的参数计算出来的。

在成熟的生油岩体中，以泥岩中所夹砂岩之上4米和之下18米的泥岩，作为有效生油岩进行系统统计，求出具有排烃能力的生油岩体积（$V_{有效}$），再根据试验结果求出单位体积的排油量（Δg），然后可按下式求得排出量：

$$Q_{排}=V_{有效}\cdot\Delta g$$

用上述方法对济阳坳陷沙三段进行了系统实验和统计，初步求出有效生油岩总体积为1191立方公里，平均单位体积的排油量为0.168%（重量百分比），从而求出沙三段的总排出量为60亿吨，而沙三段的生油残留量为132亿吨，这样，沙三段的原始生油量应为192亿吨，据此反推出的排出系数为31%，按照这一排出系数，推算济阳坳陷沙三段以外的其它成熟生油岩（主要是沙四段）的总生油量为125亿吨，生油残留量为86亿吨，排出量为近40亿吨，总计济阳坳陷内的成熟生油总量为317亿吨。排出量应为98亿吨，如再包括浅海地区，则总排出量约为133.5亿吨。

根据夹层试验研究成果及生储配置的概念与按传统的氯仿沥青“A”法和蒙特卡洛法抽样所计算出的生油量值是接近的。

（四）盆地数值模拟法

在借助盆地发育模拟有机质的受热历史时，引用了成岩压实的概念。即生油岩在埋藏过程中，随着上覆沉积层的加厚，沉积物的体积、岩层的厚度随孔隙度的降低而减小和变薄。当生油岩进入成油门限后，所生成的烃类物质也将随着流体不断被排出。岩层孔隙的变化是盆地模拟的概念模型之基础，是可以较精确地模拟出来的，并且可以用实测结果进行检验。只要了解各时期排出流体中烃类的浓度和数量，就不难求得被排出来的烃类总量，因为孔隙体积的变化数值，应是排出的流体数量。

盆地模拟可以给出不同地层组段，在任意时间排出流体的相应数值。求排烃量的重要问题是如何求得排出流体中烃类的浓度。由于生油岩随埋藏的加深，有机质不断发生降解，岩石中烃类的浓度始终是一个变量，不能用一个统一的浓度参数求解，必须根据干酪根降解产烃的实际规律取与之相应的数值。因此，只能根据盆地模拟的地层时间段，逐层求取烃类的平均浓度及各单位地层时间段的排液量（相当于该地层时间段的孔隙体积变化），并累积至所求地层时间段的产烃率数值，从而得出每个地层段在不同时期的排烃量。必须指出，只有假定液体烃类一旦生成就进入孔隙流体中，并且始终呈均匀分布，上述推算方法才能成立。

烃类浓度等于当时的孔隙体积除当时累积生成的烃类的体积。因此，排出的流体数量确定后，随同流体带出的相应浓度的烃类数量也就可以求出。借助计算机分时间段、分小层，逐层求取其排烃数值，并依次累积叠加，即可得出相应的总排烃量，然后根据烃类分散量的统计规律测算烃类聚集量。

比较上列四种资源测算方法，可见传统的氯仿沥青“A”法是一种比较粗略的方法，无论地球化学参数还是生油岩体积，都用算术平均法取值。采用蒙特卡洛法抽样处理提高了取参数的精度，计算结果按可靠程度给出不同概率的数值，这样，既可了解其范围值，又可得出50%概率值，即近似平均值。以生油岩夹层排烃实验为基础，用生储配置体系测算排烃量，再根据排烃量与逸失、分散量的统计关系求聚集量，是符合现代成油基本概念的一种新方法，但获取夹层样品往往比较困难，需选取合理的参数，并必须取得多种类型的夹层样品

陷勘探构造油气藏的主要方向，是正向二级构造带尚未钻探的区块、构造带的鞍部和端部、深层构造以及凹陷的负向构造单元中的局部构造（表 1–12–3）。

表 1–12–3 济阳坳陷构造圈闭资源量预测表

凹陷及凸起	圈闭数 (个)	含油面积 (km^2)	资源量 (%)
东营	125	261.5	16.34
沾化	111	411.1	57.94
车镇	50	148.4	11.24
惠民	50	211.0	12.80
凸起	2	18	1.68
合计	338	1050	100.0

2. 济阳坳陷地层圈闭的评价和资源量预测

本区具有形成地层油气藏的有利地质条件。近几年来，此类油气藏在新发现的油田和储量中所占的比例与日俱增。1984 年发现并投入开发的王庄油田以及桩西—五号桩地区，都钻出日产千吨的油井，它们都与地层圈闭有关。说明地层油气藏具有很大的勘探潜力。这类油气藏集中分布在地层不整合面的上下。因此，应注意在邻近深洼陷、具有多层结构的基岩隆起带和古断面的剥蚀残丘上，以及各沉积凹陷边缘的缓坡地带，寻找地层超覆和地层不整合油气藏。

济阳坳陷地层圈闭的资源量预测见表 1–12–4。

表 1–12–4 济阳坳陷地层圈闭资源量预测表①

凹陷及凸起	圈闭数 (个)	含油面积 (km^2)	资源量 (%)
东营凹陷	53	194.7	7.31
沾化凹陷	84	573.9	75.69
车镇凹陷	52	166.7	9.33
惠民凹陷	10	75.4	4.08
坠东地区	14	55.3	2.13
凸起	4	7.8	1.46
合计	217	1073.8	100.0

①含潜山圈闭。

3. 济阳坳陷岩性圈闭的评价和资源量预测

在济阳坳陷勘探早期就发现过一些岩性油气藏，它们一般都富集高产，但勘探难度较大。长期以来积累的资料说明，沿岸沙坝、洪水水下扇、深水浊积扇、深水浊积透镜体、礁滩、生物滩等均可形成与岩性圈闭有关的油气藏。已发现的岩性油气藏主要存在于沙三段，但在第三系的其它层位中也多有发现。其中既有砂岩透镜体，又有砂岩上倾尖灭形成的圈闭，更多的是与构造结合形成的各种混合型圈闭。它们可能分布在盆地内各种不同的构造部位。就目前的认识来看，要在本区寻找岩性油气藏，在纵向上，沙三段、沙四段和沙一段是最有利的勘探层位；平面上，各凹陷的向斜洼陷应是主要的勘探地区。

济阳坳陷岩性圈闭的资源量见表 1-12-5。

表 1-12-5 济阳坳陷岩性圈闭资源量预测表

凹陷	圈闭数（个）	资源量（%）
东营	22	73.34
沾化	4	18.74
车镇	3	4.99
惠民	4	2.93
合计	33	100.00

第二节 济阳坳陷勘探方向

展望勘探方向，可归纳为三个层次。一是济阳坳陷老区的扩展，应以扩边加深连片为主；二是济阳坳陷内勘探程度较低地区，应以勘探复式油气聚集带为主；三是济阳坳陷以外的新区，应以“定凹”工作已有初步进展的地区为主。近期的重点应是济阳坳陷的复式油气聚集带范围内的新区，或勘探程度较低的地区。

一、济阳坳陷勘探老区的拓展

济阳坳陷传统的复式油气富集带是勘探老区，其延伸方向有待拓展，仍是发现“整装”油气田的主要地区。

坳陷中大体有两类复式油气富集带。一类是继承性因素起主导作用的复式油气富集带，多以基底隆起为背景，以潜山披覆构造为主体，主要受发育较早、后期又有继承性活动的北西向构造带所控制。油气聚集形成以潜山油气藏、披覆背斜油气藏为主，两翼的地层超覆油气藏、岩性油气藏也颇具特色。济阳坳陷内已发现四个这类油气聚集带，即：桩西—孤东—垦东、埕东—孤西—垦利、邵家—罗家—陈家庄、草桥—纯化—平方王。所拥有的地质储量占上报总储量的 38.49%。近期较“整装”的重要发现有：埕岛油田、孤西断层上下盘含油区及小营油气区，都在这些北西向油气富集带的延伸方向上或连接区内。

另一类是同生因素起主导作用的复式油气聚集带，以北东向主干断裂带和中央背斜带为主体。新生代北东向断裂控制了第三系生油层的发育及储集层的沉积，也控制了同生构造带

的形成，为油气富集准备了场所。济阳坳陷内已发现 7 个这类油气聚集带，即八面河—羊角沟、东营中央隆起带、高青—平南、义东、埕东—老河口、惠民中央隆起带、孤南—河滩。其中 6 个带拥有的地质储量占济阳坳陷上报总储量的 21.42%。新近较“整装”的重要发现如老河口、高青、田家、大芦家和预计有较大储量的东辛沙三段，都处在这些北东向油气富集带上。

上述两类油气富集带的上报储量占济阳坳陷已发现储量的 59.91%，是过去油气勘探的主要地区，根据 1988 年的成果与认识，在今后一段时期内仍将是主要勘探地区。传统油气富集的延伸方向上或连接区内的有利地区尚有 10 个（图 1−12−1）。

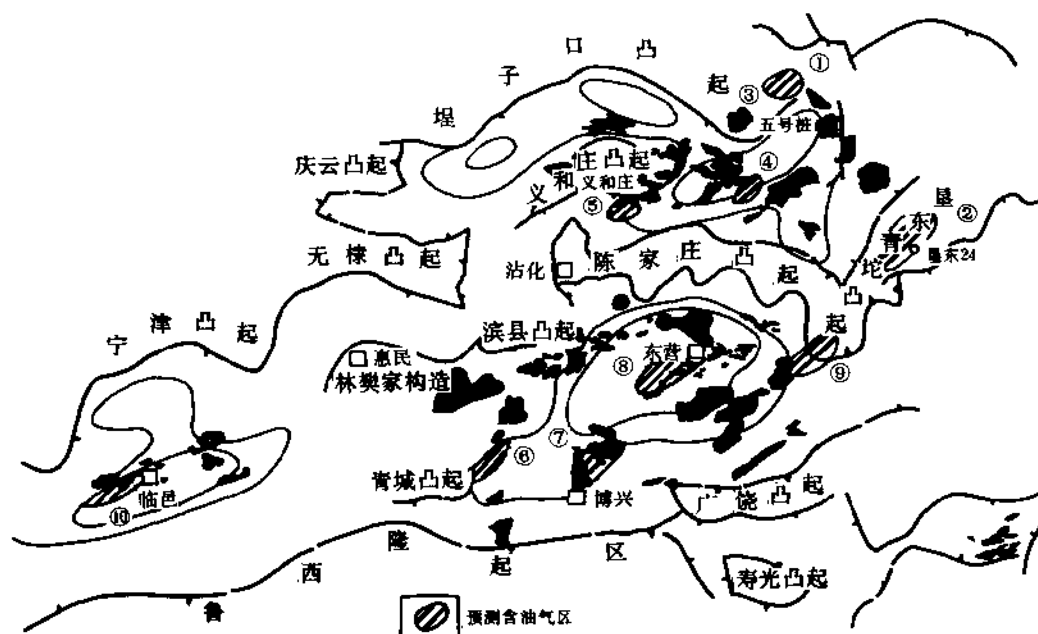


图 1−12−1 济阳坳陷油气富集带延伸方向含油气区预测图

（图中编号可与文中对应）

①埕岛及其周围海域。重点目标是上第三系披覆背斜油藏，下第三系逆牵引背斜、地层超覆及岩性油气藏，前第三系潜山油气藏，预测储量达数亿吨。

②垦东地区。重点目标是上第三系地层超覆背景上的断块油气藏及岩性—构造油气藏。本区完钻井 26 口，见油层井 17 口，预测 10 个含油区块、含油面积 176.5 平方公里。其中垦东 24 北块面积可达 76 平方公里。

③老河口地区。主要勘探对象为馆陶组构造油气藏、下第三系超覆油气藏及前第三系地层超覆油气藏。预测含油区块 10 块、含油面积 47.6 平方公里。

④孤西断层上下盘。主要勘探对象是渤南砂体向东上倾尖灭部分的砂岩地层、岩性油藏，孤北地区第三系断块油气藏及中、古生界潜山油气藏。预测 8 个有利区块；含油面积 182.7 平方公里。

⑤邵家地区。该区处于罗西断层北段，目的层以沙一段、沙四段石灰岩为主，主要油藏类型为断块油藏和岩性油藏。石灰岩有利勘探面积约 70 平方公里。已见油的 7 个区块预测

含油面积 11.5 平方公里。

⑥高青—平南地区。勘探方向有二：一是青城凸起主体，以基岩及地层超覆油气藏为主；二是高青—平南断裂带，以断块、逆牵引背斜油气藏为主。预测 7 个区块含油面积 11.3 平方公里。

⑦纯西—小营地区。该区为平方王—纯西—草桥北西向油气富集带上已知油田间的新区。有利勘探面积 100 平方公里以上，主要勘探对象为沙四段岩性油气藏，沙二、三段断块油气藏。现已初步探明，控制含油面积 20 平方公里。向纯西方向还有可能扩大 20～30 平方公里。向梁家楼方向，梁 4、56 井见油层，有利勘探面积约 30 平方公里，因此是一有较大前景的地区。

⑧东辛地区。包括东营构造和辛镇三维地震工区。这里都是勘探程度很高的地区，但经研究证明储量潜力仍很大。特别是营 2、4、6、11 井是济阳坳陷最早获高产油流的井，分别日产 555 吨、137 吨、418 吨、57 吨，过去一直认为砂岩储集层是“小土豆●”透镜体，没有大远景。经研究分析钻井资料 178 口，岩芯井 8 口，地震测线 46 公里，编制各种图件 38 张，岩芯图版 6 张、24 块，得出了很有意义的结果：

——砂体不是“小土豆”，而是 7 个大面积扇体，总计面积 26～60 平方公里。这是一个突破性的认识。

——27 年来首次做出沙三中顶面构造图；

——预计可获得 50 余个含油单元，面积为 22 平方公里。地质储量在原基础上翻一番，在整个东营构造带 600 平方公里范围内，其油气潜力最大。

⑨广利—青坨子地区。新发现的广利港构造，T_6（沙三）标准层是个鼻状构造，T_2（沙一）在鼻状构造背景上有背斜显示，面积 5～10 平方公里，预计这里沙三—沙四段砂岩储集层发育良好，两侧有生油洼陷，具备形成油藏的良好条件。

据电测解释，莱 102 井有油层 2 层 14.4 米、油水同层 2 层 6.2 米，展示了良好的前景。

⑩惠民中央隆起带南侧、临邑洼陷北部、临邑大断层两侧。主要勘探对象有三：一是大芦家背斜带，二是田家断块区，三是孟寺反向屋脊带。目的层以沙二、沙三段为主，深浅层均有油气发现，预计可找到含油面积 50 平方公里。

二、济阳坳陷勘探程度较低地区

1. 洼陷带

过去，济阳坳陷的勘探工作，以近区域性物源一侧及中央隆起带为重点，而相反一侧因储集层不理想而较少受到重视。实际上，这相反一侧的洼陷区，特别是其斜坡区，除去油源条件优越外，通常还具有四个有利成油条件，可能形成面积较大的整装油气田。这四个条件是：具有以局部物源为特征的厚层扇体储集层；是来自区域性物源储集层的上倾尖灭区；有特殊储集层，如较为发育的裂缝性致密白云岩、致密石灰岩及泥岩储集层等；还有断层断块圈闭。近期郭局子、利津西及四扣洼陷地区的勘探成果都证明了这一点（图 1-12-2）。

①郭局子地区。位于郭局子洼陷西南坡，背向北部区域性物源区，裂缝性泥岩、白云岩发育，分布面积广，厚度大，并获中、高产工业油流。是寻找裂缝性泥岩、白云岩油藏的有利地区。预计在 8 个区块（大 94、大 92、新郭 3、大 3、大 5、大 6 北、新大 9、大 18）范围内，可找到含油面积 34 平方公里。

●指面积很小的砂岩体。

②四扣洼陷。来自东部地区的区域性粗碎屑沉积物达不到该区，故传统上被认为是没有储集层发育的地区。1988 年，发现西部 991 井一带的冲积扇砂岩体厚 40～160 米，一直延伸到洼陷东坡，预计面积 40 平方公里。如果还有别的扇体进入洼陷，那将有更大的面积，甚至满洼皆有砂岩储集层。义深 8 井已获工业油流，预示本区是一个发现新油气田很有利的场所。

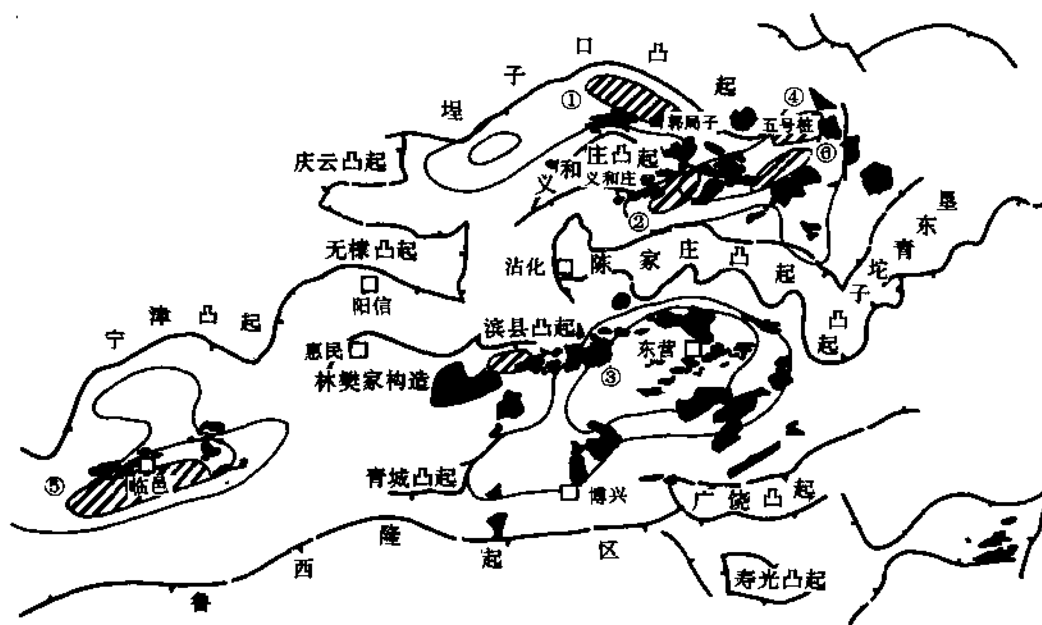


图 1-12-2 济阳坳陷勘探程度较低的洼陷带含油气区预测图

（编号与文中可对应）

③利津洼陷西坡。该区包括滨南油田外围，向南至黄河、尚店、平方王油田以东的洼陷斜坡地带，勘探面积 220 平方公里。已有 7 口井见工业油流。主要含油层系为沙二、沙三、沙四段，主要储集层为砂岩，白云岩、上倾砂岩尖灭。还有滨南油田外围的沙二、沙三、沙四段的断块油藏和滨 405 井区的岩性—断块油藏。主攻方向是油田外围的断块油藏和滨 110—滨 408 井一带沙二、沙三段的岩性上倾尖灭油藏。预测 6 个区块，含油面积可达 90.3 平方公里。

④五号桩洼陷北部。主攻沙三段浊积岩岩性油气藏，扩大五号桩油田含油范围。

⑤临南洼陷。主要目的层为沙三段浊积岩油气藏和夏 28 井区的火成岩油气藏。预计可获数千万吨左右的石油地质储量。

⑥孤北洼陷、三合村洼陷、阳信洼陷等也是有利地区。

2. 缓坡带

草桥地区中、薄层稠油热采成功和罗家地区稠油层中夹稀油的发现，进一步拓宽了缓坡剥蚀、超覆带地层不整合油气藏的勘探领域。

缓坡带有多种油气藏类型，过去已有一系列发现，如义和庄北坡 991 地区的基岩油藏、东营南坡纯化镇地区的鼻状构造油藏、八面河反向屋脊带的断块油藏、金家地区的地层超覆

油气藏等。1988 年以来，罗家地区稠油带间稀油带和稠油层中稀油层的发现，草桥地区中、薄层稠油热采获得高产的事实，使我们认识到随着技术的进步，研究的深入，缓坡剥蚀、超覆带的勘探领域仍然很为广阔。近期勘探有两个有利地区（图 1−12−3）。

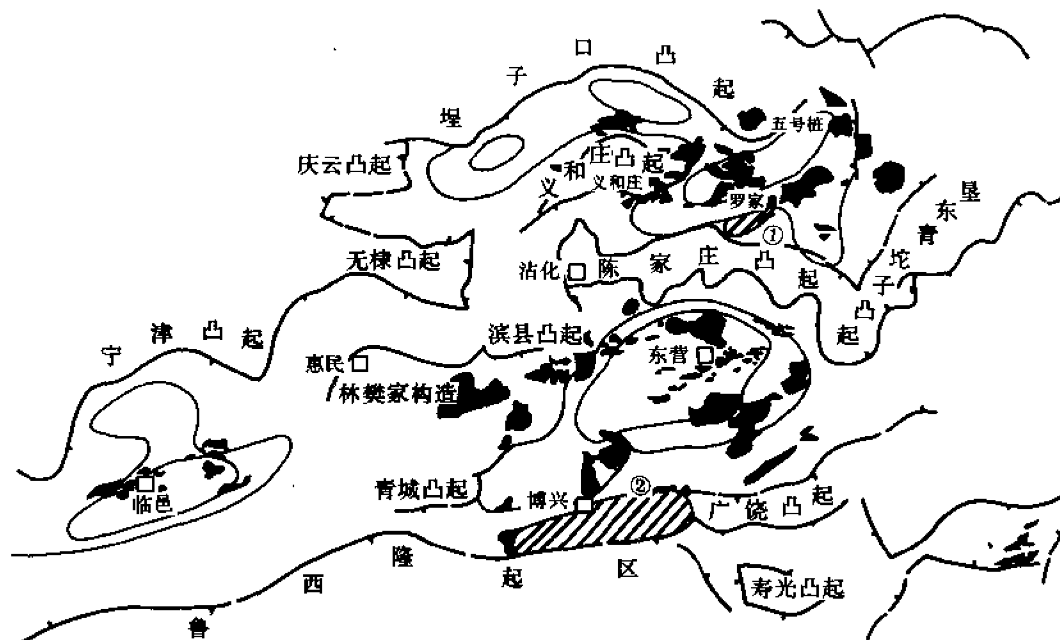


图 1−12−3　济阳坳陷勘探程度较低的缓坡带稠油区预测示意图

（图中编号可与文中对应）

①罗家地区。可分为南、北、中三带。南带以找沙一段石灰岩油藏为主，北带以找沙四段石灰岩油藏为重点，中带以寻找沙四段砂砾岩油气藏为重点。预测资源量可达亿吨，近期可新增含油面积 34.5 平方公里。

②广饶、金家、柳桥地区。主攻方向有三个：一是扩大广饶地区馆陶组砾岩含油范围；二是突破柳桥鼻状构造带；三是扩大金家上、下第三系含油气范围，并向西开辟新区。因为西部暗色泥岩很厚（通 15 井泥岩厚 500 余米），是很好的生油岩；而鲁西隆起就在附近，预测有冲积扇入湖形成良好的生、储、盖组合。随着地震工作的加强，一旦发现圈闭就有可能发现新的油田。

3. 陡坡带

济阳坳陷陡坡带普遍发育砂砾岩体，并在埕南、王庄、单家寺、永安等地区发现多处砂砾岩扇体油气藏。但由于电测、试油和采油工艺上的困难及油质偏重的特点，陡坡带的勘探进展一直较慢。1988 年以来，埕南、永安地区一些砂砾岩相继出油。综合研究表明，这些地区也是粗中有细（砾岩油层中有物性很好的砂岩油层），稠中有稀。因此，很有必要将其作为重要的战略方向精雕细刻。因为陡坡砾岩体一近油源；二有广泛分布，如在东营北带、车镇北带、埕南地区都延伸数十公里；三是厚度巨大（上述三地区都见数百甚至上千米厚的砂砾岩体）；四是钻探业已证实含油显示普遍，并已见到工业油流，发现了油田。近期重点有两个（图 1−12−4）。

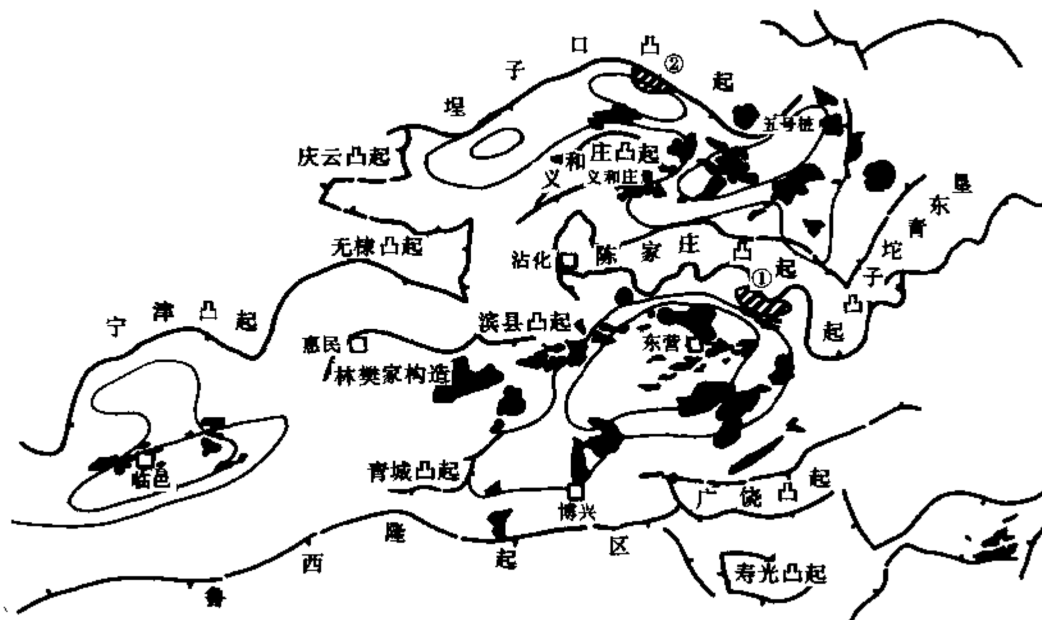


图 1-12-4　济阳坳陷勘探程度较低的陡坡带砂砾岩含油气区预测示意图

（图例同图 1-12-1，图中编号与正文对应）

①东营北带永安镇砂砾岩体。该砂砾岩体分布面积约 25 平方公里，厚度一般 300～500 米，最厚近 1000 米，钻井 17 口，见油层井 17 口，含油井段在 300 米左右，工业油流井 10 口，一般日产 5～10 吨，其中产量高的日产达 41 吨（永 1—7 井）。预计可控制含油面积 8 平方公里。

②埕南沙河街组砂砾岩体。面积约 40 平方公里，厚 200～400 米，已钻井 18 口，见油层井 10 口，获工业油流井 5 口，日产油 11.1～13.9 吨，预计可探明含油面积 11.4 平方公里。

当前的重要任务是解剖试验，确立岩电关系，查清油层特征、油藏性质、规模大小，并进行开采试验。一旦解决上述问题，并证实其开采价值，将会象中、薄层稠油开采那样获得成功，并打开一个新的领域。

三、济阳坳陷以外的新区

关于济阳坳陷以外新区的勘探方向，将在第二篇中叙述。

参考文献

山东省区域地层表编写组，1978，华东地区区域地层表，地质出版社。

戈亚生，1983，用介形类化石探讨东营凹陷的沉积环境，石油勘探与开发，第5期。

戈亚生，1985，济阳坳陷的化石韵律性与沉积环境的关系，石油勘探与开发，第6期。

毛秀兰，1983，东营凹陷北部沙河街组二段腹足类的生活环境，石油学报，第1期。

毛秀兰、夏玉蓉，1989，济阳油气区早第三纪腹足类及其生态意义，中国油气区地层古生物论文集（二），山东油气区专辑，石油工业出版社。

王德坪、刘守义，1987，东营盆地渐新世早期前三角洲缓坡区的泥石流砂质碎屑沉积，沉积学报，第2期。

中国科学院南京地质古生物研究所，1982，中国各纪地层对比表及说明书，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪介形类，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪腹足类，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪沟鞭藻和疑源类，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪孢粉，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪轮藻，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区新生代有孔虫，科学出版社。

……1980，石油和虫管化石，海洋科学，第1期，19～22页。

帅德福、钱凯、宋永生、葛榕，1987，济阳坳陷地层、岩性油藏的主要类型及其分布特点，北京石油地质会议报告论文集，石油工业出版社。

叶德泉、钟筱春，1990，中国油气区北方白垩系，石油工业出版社。

刘济民，1982，油田水文地质勘探中水化学及其特性指标的综合应用，石油勘探与开发，第6期。

吕正谋，1985，山东东营组凹陷下第三系砂岩次生孔隙研究，沉积学报，第2期。

吕正谋，1987，济阳坳陷郑家基岩油藏储层的研究，石油地质进展丛书，基岩油气藏，石油工业出版社。

朱浩然等，1979，山东滨县下第三系沙河街组的藻类化石，古生物学报，18卷，4期，327～346页。

朱而勤，1980，东营凹陷渐新世沙三上至沙二时期河流体系的分析，山东海洋学院学报，第一期。

安太庠、张放、向维达等，1983，华北及邻区牙形石，科学出版社。

杜韫华，1987，山东孤北潜山带前侏罗纪古溶洞及深层孔隙体系的研究，石油地质进展丛书，基岩油气藏，石油工业出版社。

杜韫华、蔡进功，1988，沾化凹陷东北部下第三系近岸浊积扇砂体储集空间的成因、分

布及其意义，石油与天然气地质，第1期。

李兴国、周先城，1982，孤岛油田两类河流相储集层及其开发效果分析，石油勘探与开发，第2期。

李学礼，1982，水文地球化学，地质出版社。

李云通等，1984，中国的第三系，中国地层13，地质出版社。

李成凤等，1988，用微量元素研究胜利油田东营盆地沙河街组的古盐度，沉积学报，6卷，4期，100～107页。

汪品先等，1975，我国东部新生代几个盆地半咸水有孔虫的发现及其意义，地层古生物论文集，第2辑，1～36页。

汪蕴璞、王焕夫，1986，冀中坳陷地下水成生史与油（气）田形成之间的规律性研究，科学出版社。

吴宝玲，1963，中国淡水和半咸水多毛纲类环节动物研究的初步报告，海洋与湖沼，第5卷，第1期。

张缓秋，1979，济阳坳陷下第三系陆相沉积石油生成，石油勘探与开发，第6期。

张金来，1982，中国油田水 D 函数，水文地质工程地质。

张弥曼、周家健、秦德荣，1985，渤海沿岸地区第三系鱼类化石，中国科学院古脊椎动物与古人类研究所集刊，第17号，1～60页。

陈木、吴宝玲，1979，山东济阳坳陷下第三系多毛类虫管的发现，海洋学报，第1卷，第2期，338～341页。

陈斯忠、钱凯、李择松，1982，济阳坳陷地层油藏的特点及分布规律，石油学报，第3期。

陈淑珠，1985，山东梁家楼地区下第三系水下扇，石油勘探与开发，第5期。

陈淑珠，1988，济阳坳陷纯化镇组碳酸盐岩沉积相探讨，石油勘探与开发，第2期。

林启彬、姚益民等，1988，山东孤北地区渐新世微古昆虫群及其生态环境，微体古生物学报，第5卷，第4期，331～345页。

杨申镳、杨瑞琪、刘太成，1983，东营凹陷下第三系水下冲积扇地层型油藏，石油与天然气地质，第1期。

杨家福，1988，胜坨油田砂体沉积类型与储层特征，石油学报，第2期。

周自立、吕正谋，1987，山东胜利油田第三系碎屑岩的埋藏成岩作用与储层评价，地球科学—武汉地质，第3期。

周自立，1987，山东车镇凹陷义北油田中生代煌斑岩侵入体油藏孔隙研究，石油与天然气地质，第2期。

周光甲，1987，陆相断块中的低熟原油，有机地球化学论文集，地质出版社。

周自立，1988，储油玄武岩孔隙中鲕粒的成因及其在石油勘探中的意义，矿物岩石地球化学通讯，第3期。

周自立，1988，山东滨南油田早第三纪玄武岩油藏的形成条件，石油与天然气地质，第2期。

洪志华，1983，济阳坳陷下第三系生油岩地球化学特征，地球化学，第1期。

洪志华、李辉祥，1984，盆地模拟定量评价生油潜力实验室分析方法介绍，石油技术，第2期。

洪志华、李辉祥，1985，临邑盆地甾烷和萜烷的地质应用。石油与天然气地质，第6卷

2 期。

俞昌明、王惠基，1981，江苏北部下第三系的管状化石，古生物学报，第 20 卷，第 5 期，406～417 页。

钱凯、王素民等，1980，华东北部下第三系礁灰岩的发现及其石油地质意义，科学通报，第 24 期，1140～1142 页。

钱凯、王淑芬，1986，济阳坳陷下第三系礁灰岩及礁灰岩油气藏，石油勘探与开发，第 5 期。

钱凯、陈云林，1987，济阳坳陷大、中型油气田的油藏组合及其形成条件，石油与天然气地质，第 4 期。

钱凯、陈基淑、刘国华，1987，湖泊沉积中粒屑灰岩分布区的动力学预测，海洋地质与第四纪地质，第 2 期。

徐寿根，1987，济阳坳陷太古界花岗片麻岩潜山油气藏形成条件及远景评价，石油地质进展丛书 2，基岩油气藏，石油工业出版社。

姚益民、向维达、夏玉蓉，1985，垦利 C50 井渐新世沙河街组三段湖盆浊积岩，石油学报，第 1 期。

姚益民，向维达，1986，桩 65 井始新世管状藻屑白云岩的发现及其石油勘探意义，石油勘探与开发，第 3 期，25～30 页。

姚益民，1988，济阳坳陷的沙二段及其相关的不整合面，石油勘探与开发，第 3 期，1～10 页。

黄第藩等，1980，中国中、新生代陆相沉积盆地中油气的生成，石油学报，第 1 期，第 31～42 页。

董冬，1988，陆上中基性、基性熔岩流单元剖面结构相模式初探，石油技术，第 10 卷 6 期。

谭锡畴，1923，山东中生代及旧第三纪地层，地质汇报，第 5 号。

M.S.纽曼主编，黄耀曾等译，1964，有机化学中的空间效应，科学出版社。

Lopatln, N. V., 1971, Temperature and Geological Time as Factors in Coalification, Izv A Kad Nank Uzb SSR Ser Geol, V. 3p. 95—106.

Tissot, B. P. and Welte, D. H., Petroleum Formation and Occurrence, 1978, Springer—Verlag Berlin.

Huang, W. Y. and Meinschen, W. G., Sterols as Ecological Indicators · Geochimica et Cosmochimica Acta Vol · 43 No5 · pp 739—745 · 1979.

Qian Kai et al, Discovery of the Lower Tertiary reef limestone in the Northern part of East China and its significance in petroleum geology "Kexue TongBao" 1980, Vol., 25 No. 12.

Weete, D. H. and Yukler., M. A., Petroleum Origin And Accumulation in Basin Evolution—A Quantitative Model. AAPG Bull, V65 P1387—1396 1981.

Mackenzie, A. S., et al., 1982, Steroid hygdrccarbons and the thermal history of sediments.Nature, Vol.295, No. 5846, PP. 223—226.

Qian Kai, The types and environment of reef complex in some Tertiary basin in Shandong Province, P. R. C, Paper for the 12th International Sedimentological Congress.Coberra Australia, 1986.

第二篇　外 围 坳 陷

第一章 昌潍坳陷

昌维坳陷位于山东省潍坊市的昌邑、潍县、寿光、青州、昌乐等县（市）境内。构造上实属三大构造单元交汇处。东部以郯—庐断裂带的昌邑—大店断裂与鲁东隆起分隔；西南部以益都断裂与鲁西隆起为界；南部以断裂与汞丹山凸起为邻；北部以近东西向的广南断裂、古城—潍河口等断层分别与昌北凸起和广饶凸起分界（图 2–1–1）。区内包括潍北、侯镇、牛头镇、潍坊、朱鹿、昌乐等 6 个凹陷和潍县、朱留店、寿光 3 个凸起，总面积为 4420 平方公里。其中凹陷面积 3410 平方公里，凸起面积 1010 平方公里（表 2–1–1）。目前仅对潍北凹陷（880 平方公里）进行了勘探。地震工作量与探井试油情况见表 2–1–2 与表 2–1–3。现按凹陷分述之。

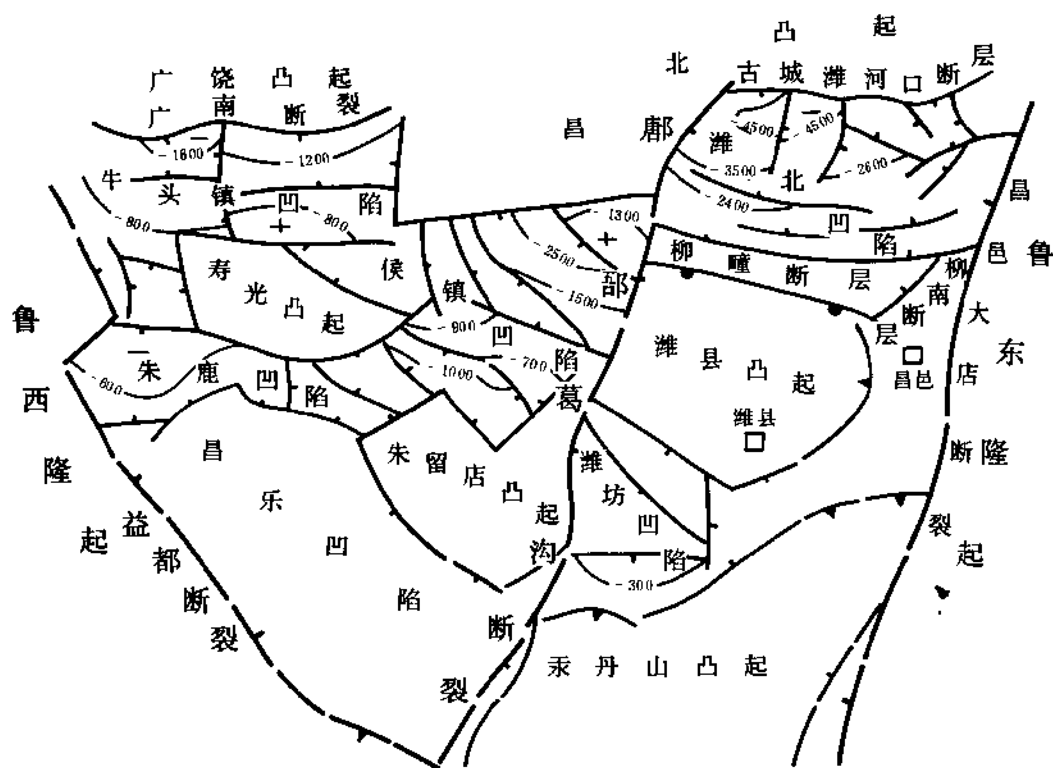


图 2–1–1 昌潍坳陷构造分区图

（图内构造等值线单位为米，各区标志层不一，仅示构造形态）

表 2-1-1　昌潍坳陷构造单元划分表

凹陷		凸起	
凹陷名称	面积（km^2）	凸起名称	面积（km^2）
潍北凹陷	880	潍县凸起	680
侯镇凹陷	590	朱留店凸起	150
牛头镇凹陷	320	寿光凸起	180
潍坊凹陷	310		
朱鹿凹陷	310		
昌乐凹陷	1000		
合计	3410		1010

表 2-1-2　昌潍坳陷地震工作量统计表

年度	年度工作量（km）				合计(km)	累计(km)
	五一型	模拟		数字		
		单次	多次覆盖			
1971	131.1				131.1	131.1
1972	2188.5				2188.5	2319.6
1973		781.1	49.8		830.9	3150.5
1974		70.5	588.9		659.4	3809.9
1975			389.6		389.6	4199.5
1976			277.8		277.8	4477.3
1980			166.49		166.49	4643.79
1981			241.5		241.5	4885.29
1982			508.7		508.7	5393.99
1983			444.1	223.9	668.0	6061.99
1984				1475.8	1475.8	7537.79

表 2-1-3　昌潍坳陷探井试油统计表

年度	井别	井数(口)	进尺(m)	电测解释			下套管井(口)	试油井数(口)			
				气层	油层	油水同层		工业油流	油流	干井	小计
1972	探井	1	3408.89								
1973	探井	3	7100.77		3		3	3			3
1974	探井	3	5084.8	1			2	1		1	2
1975	探井	17	36406.75		8	3	13	3	1	8	12
1976	探井	15	1079.02		4		4	2		2	4
合计		29	62704.23	1	15	3	22	9	1	11	21

第一节　潍　北　凹　陷

一、概况

(一) 自然地理与经济概况

潍北凹陷位于山东省潍坊市北部，属昌邑及潍县两县所辖。区内地势平坦，由南向北倾斜，北部低洼与海滩相接，海拔仅 2～3 米，北临莱州湾，属滨海平原区。南北向河流发育，其中较大的水系有潍河，流经本区东部，注入海中。潍河河漫滩发育，沙丘绵延。

区内全年平均气温为 12.2℃左右，一月平均气温为−3.5℃左右，极端最低温为−16.8℃（1959.12.28），7 月平均气温为 26.1℃左右，极端最高温为 39.4℃（1959 年 8 月 1 日）；年平均降水量为 676 毫米，7、8 月降水总量占全年降水总量的一半以上。区内人口较密集，经济以农业、盐业为主，沿海渔业较发达。昌邑县城有些小型地方工业。总的来讲以农业为主，水田占优势，工业较薄弱。

(二) 石油勘探概况

潍北凹陷是郯—庐断裂带的一个小凹陷。东部以昌邑大店断裂与鲁东隆起为界，西部以郡部葛沟断裂与昌北凸起、侯镇凹陷分界，北与昌北凸起以古城潍河口断层分隔，南界与潍县凸起毗邻，是一个以第三系始新统分布为主的、呈北断南超的不对称箕状凹陷。胜利油田自 1970 年开始在该凹陷进行勘探，到 1984 年止，已完成各种地震测线 5239.7 公里。从 1973 年起到 1976 年底共钻探井 26 口，其中有 15 口井经电测解释有油层，一口为气层，3 口油水同层、4 口录井见油斑，其它 3 口井无油气显示。已试油 21 口井 60 层，其中 10 口井 12 层获工业油气流，单井最高日产原油 101 吨，一般产能较低（表 2-1-4），但原油性质较好（表 2-1-5）。现已探明含油面积近 20 平方公里。

二、石油地质特征

(一) 地层和沉积特征

凹陷内钻遇最老的地层为白垩系。根据邻区出露地层，推测凹陷基底是太古界泰山群，其上应有寒武—奥陶系及石炭—二叠系，再上则为侏罗—白垩系，在此基础上展布了第三系

及第四系。下面将钻遇的地层由老到新简述如下。

表 2-1-4 潍北凹陷探井试油产能分类表

初产＞100 (t)		20～30 (t)		5～10 (t)		1～5 (t)	
井数	井号	井数	井号	井数	井号	井数	井号
1	昌 3	2	昌 4.32(气)	4	昌 5、28、31、昌 6(气)	5	昌参 2、昌 20、昌 5、6、27(气)

表 2-1-5 潍北凹陷原油性质统计表

项目 层位	相对密度	粘度 (mPa · s)	含硫 (%)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)
孔一段	0.85～0.90	16.8～55.1	0.16～0.36	/	35～41
孔二段	0.81～0.85	2.87～14.2	0.02～0.13	29.3	30～40

1. 中生界白垩系

钻遇厚度 201.5 米。

岩性是一套棕红、紫红色泥岩、泥质粉砂岩，夹灰、灰白色砂岩、含砾砂岩。化石很少，仅见有女星介化石，与邻区资料对比，暂定为白垩系王氏组。

该层之上为一套中基性喷发岩，钻穿厚度 713 米。岩性主要为灰黑、灰绿、暗紫色及杂色玄武岩、安山玄武岩、夹多层砂岩和泥岩；喷发岩最多达 20 余层，每层厚度不等，厚者达 36.0 米。该套地层缺乏化石，层位归属尚待确定。

2. 新生界下第三系

(1) 始新统孔店组　厚度 486～2191 米。在凹陷内广泛分布。根据岩性、电性及化石组合，由下而上可分为两个层段。

1) 孔二段。厚度 238～842 米。岩性以暗色泥岩为主，夹有砂岩及碳质泥岩、油页岩。

孔二下为深灰色厚层泥岩，夹薄层泥质粉砂岩及泥质灰岩；砂岩不发育，只在凹陷西南部发育有少量薄层砂岩，呈砂、泥岩互层。电阻曲线为低阻，自然电位曲线平直。钻遇厚度 80～240 米。

孔二中为深灰色泥岩，向上部渐变为砂、泥岩互层，砂岩较发育。局部分布有黑色泥岩、碳质泥岩及薄煤层，煤层单层厚度 1.5 米左右。下部泥岩段电阻曲线为低电阻，自然电位曲线平直；上部为含砾砂岩及灰质砂岩，电阻显示为尖峰状高阻，自然电位负异常明显。曲线形状呈箱状或指状。钻穿厚度 100～240 米。

孔二上以灰色泥岩为主，夹薄层砂岩。底部有一组炭质泥岩、油页岩集中段，这一组特殊岩性段分布稳定，是较好的地层对比标志，也是良好的地震反射层 (T_8)。该特殊岩性段在电阻曲线上呈一组密集尖峰状高阻，自然电位负异常不明显。上部是灰色泥岩夹透镜状砂岩。钻穿厚度 25～100 米。

该段化石有 *Eucypris wutuensis* 五图真星介、*Cyclocypris chang leensis* 昌乐球星介、*Eucypris weifangensis* 潍坊真星介、*Metacypris changzhouensis* 常州圆星介等。该段是凹陷中

的主要生油层，其中部分砂岩又是重要的储集层。目前钻遇最大厚度为640米，据地震资料推测，在凹陷西北部最大厚度可达3000米，与下伏玄武岩为假整合—不整合接触。

2）孔一段。厚度248～1349米。岩性为棕红、紫红色砂泥岩，自下而上由粗变细，砂岩为泥质、灰质、钙质和白云质胶结，与下伏孔二段为连续沉积。按岩性和电性特征，可分为下、中、上三个亚段。

孔一下砂岩段，主要岩性为紫红、棕红及灰绿色泥岩与浅灰色砂岩互层。这套地层在凹陷内分布稳定，砂岩发育，砂岩占地层厚度的35%～45%，最高达56%。砂岩呈层状分布，单层厚度一般2～3米，单层最大厚度10米左右，砂岩总厚度最大达270米，是凹陷内重要的储集层。砂岩岩性较细，一般为粉砂岩，分选较好，主要为长石砂岩，胶结物以泥质为主，也有灰质，孔隙式胶结。该亚段电阻曲线呈低阻锯齿状，自然电位负异常明显，呈密集指状。钻遇厚度139～486米。

孔一中砂、泥岩段，为红色泥岩夹浅灰色砂岩，砂岩较孔一下明显减少，一般占地层厚度的10%～12%，砂岩单层厚1～2米，最大4米。砂岩以长石砂岩为主，孔隙式、孔隙—基底式胶结；胶结物中泥质占1%～25%，灰质占1%～7%，硬石膏占10%～20%；电阻曲线呈低阻，自然电位负异常幅度较低。顶部有一组灰质砂岩，厚10～20米，电阻曲线呈尖刀状高阻，自然电位负异常呈低值。这组灰质砂岩分布较稳定，是区内地层对比的标志层，也是地震反射层（T_7）。钻穿厚度58～321米。

孔一上泥岩段，岩性为红色泥岩夹少量薄层灰绿色粉砂岩及泥质粉砂岩。钻遇厚度51～542米。

孔一段主要化石有：介形虫 *Limnocythere weixianensis* 潍县湖花介、*Eucypris niushanensis* 牛山金星介、*Cyprinotus* 美星介等化石组合，轮藻有 *Gyrogona qianjiangica* 潜江扁球轮藻、匏状轮藻等。孔一中、下砂岩发育，是凹陷内的重要储集层；孔一上泥岩厚度大，分布广，是凹陷内的区域性良好盖层。由于后期遭剥蚀，在凹陷的东南边缘缺失孔一上地层。该段地层钻遇最大厚度1349米，推测凹陷深部可达2000米以上。

（2）始新统沙河街组沙四段　厚164～324米。该段地层仅在凹陷的西北部钻遇，其展布面积约400平方公里，岩性为一套灰、灰绿色泥岩、粉砂岩及砂岩，夹有少量薄层石灰岩和油页岩。所见化石：介形虫有 *Austrocypris levis* 光滑南星介、*Cypris* 金星介、*Cyprois palustris* 沼泽拟星介等，孢粉化石中蕨类占1%～10%，有凤尾蕨属、金毛孢属、裂叶蕨属等；裸子类占17%～52%，有松属、杉科、麻黄属等；被子类占50%～80%，有栎属、榆属。地层电阻曲线显示低值，呈锯齿状，在油页岩、灰质岩部分呈尖峰状高阻，自然电位负异常明显，呈指状或筒状。上述沙四段属剥蚀残留地层。与下伏孔一段为连续沉积。

3. 新生界上第三系

（1）中新统馆陶组　厚度750～977米。主要岩性为灰绿、灰白色砂岩，含砾砂岩夹棕红、灰绿色泥岩。该组地层缺乏化石。电性特征为低电阻，自然电位负异常幅度大，呈指状或箱状。与下伏地层为不整合接触。

（2）上新统明化镇组　厚度70～230米。主要岩性为棕黄、棕红色砂岩、含砾砂岩夹薄层灰白色泥岩，胶结疏松，成岩性差。与下伏馆陶组为假整合接触。

4. 新生界第四系

厚度150～230米。岩性为浅棕黄色砂、砾及粘土层，与下伏明化镇组为不整合接触。

总观凹陷的发展，孔二段沉积时期是由半深湖到浅湖相，在还原条件下沉积了一套以灰

色为主的碎屑物，是良好的生油物质基础；孔一段沉积时期是由河流到浅湖相，在氧化环境下沉积了一套以红色为特征的碎屑物；沙四段又是浅湖相弱还原条件下的沉积。沙四段沉积后，该区长期上升遭受剥蚀，一直到晚第三纪—第四纪接受了河流相夹海相沉积。据资料推测，本区可能有渐新世沉积（图 2-1-2）。

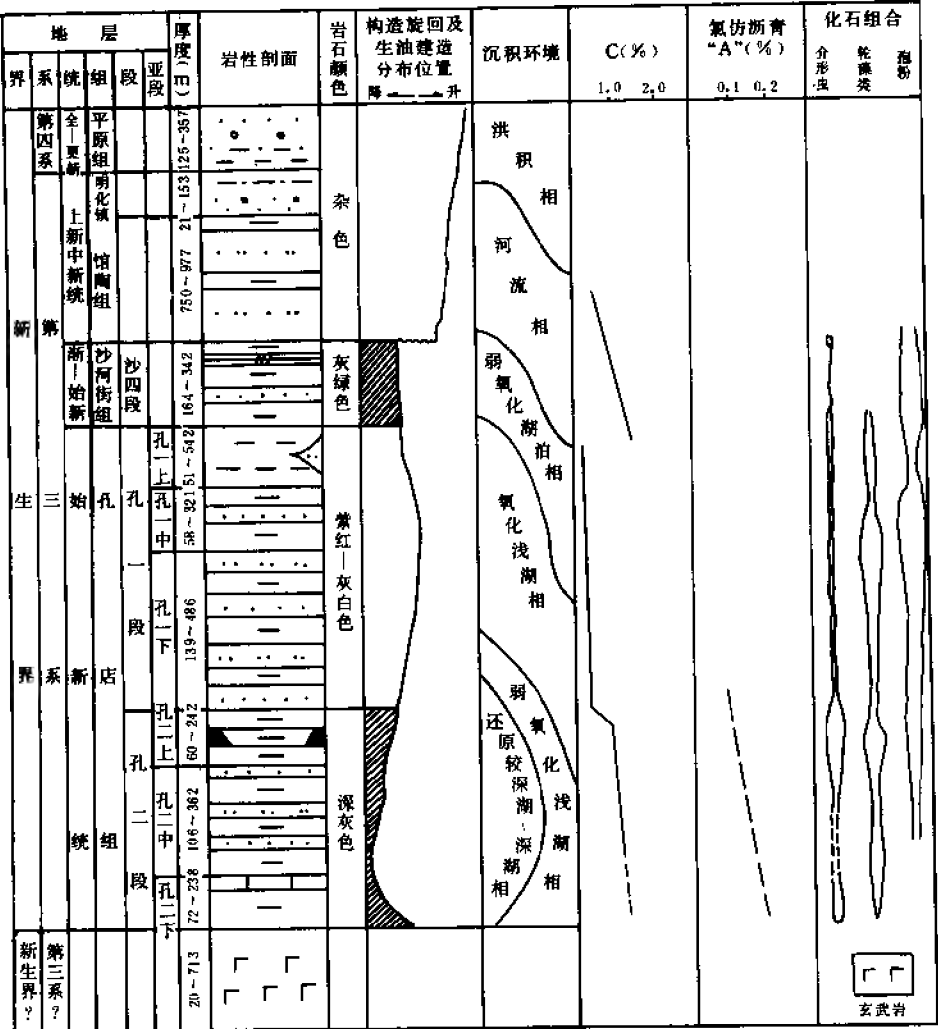


图 2-1-2　潍北凹陷地层综合柱状图

（二）构造特征

潍北凹陷属郯—庐断裂带中的一个小凹陷，它的发生发展受北北东向郯—庐断裂带控制。由于郯—庐断裂带长期多次活动，在断裂带中伴生了一些近东西向的次级断裂，将断裂带切割成高低不等的块体，形成相间排列的凸起和凹陷，潍北凹陷就是其中一个。又由于中、新生代强烈的断裂活动，致使凹陷内接受了巨厚的中、新生代沉积，形成以断裂发育为特点的含油气凹陷。

1. 断裂特点

断裂平面展布方向分为北东、北西和近东西向三组。东部以北东和北西向断层为主，南部以近东西向断层最发育（参见图 2-1-1），围绕深洼陷呈环带状展布。在剖面上多呈高角度的顺向和反向正断层。

根据断层的活动规模及其对地层控制作用的大小，将断层分为四级：一级断层有 3 条，如凹陷东、西两条边界断层（该两条断层应划为更高级别）及凹陷北部边缘的古城—潍河口断层，上述 3 条断层，其最大落差超过万米。它们是长期继承性活动的，控制凹陷的发生发展的断层，也基本是下第三系的边界断层；二级断层有 2 条，如柳疃和柳南断层，该两条断层的落差为 100～500 米（T_8），柳疃断层是划分泊子单斜带与瓦城断阶带的一条二级断层（图 2-1-3）；三级断层 22 条，是划分断块区的断层；其余皆为四级断层，是划分断块的基本断层。

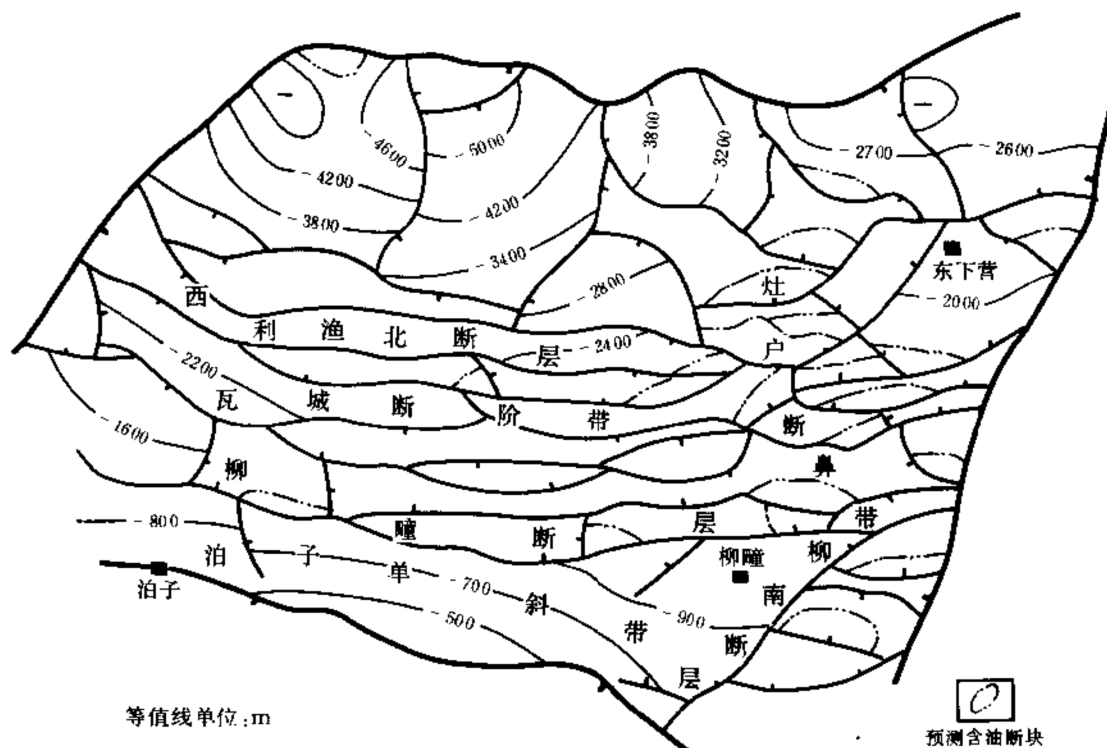


图 2-1-3　潍北凹陷孔二段含油气远景评价图

2. 构造带的划分和局部构造

（1）构造带的划分　凹陷内断层虽多，但多为三、四级小断层，二级断层仅有两条，且都发育在南部，而潍北凹陷本身又是一个小凹陷，因此，要划分构造带是比较困难的。现按凹陷构造发育特点，暂划分为三个构造带，

1）泊子单斜带。位于凹陷南部边缘，北以柳疃断层为界，南至凹陷边缘，东、西为两条一级边界断层所限。构造简单，为一个由南向北倾斜的单斜带，面积约 110 平方公里。该带已钻探井 3 口，其中仅 1 口井录井见油气显示。

2）瓦城断阶带。位于柳疃断层以北，西利渔北断层以南，西界为凹陷边界的一级断层，东界与灶户断鼻带无明显界线，暂以地震 692.6 测线为界。该带是在区域性北倾的背景

上，被东西向的三级断层切割成台阶，在较大断层的下降盘形成一些小滚动构造。该带又被次一级断层切割成许多断块，断阶带面积约200平方公里。已钻探井4口，有3口井见油气层和油水同层，1口井见油气显示，试油后有一口为工业油气流井。

3）灶户断鼻带。位于凹陷东部灶户一带，是一个在高古地形背景上长期发育的继承性鼻状构造；其轴向朝东南抬起，向西北倾伏，被北东、北西和近东西向三组断层所切割，形成众多断块，使鼻状构造变得非常破碎，断鼻带面积约150平方公里。已钻探井19口，其中16口井见油气层和油水同层，2口井录井见显示，试油结果有9口为工业油气流井。

（2）局部构造　按其成因可分为两种构造类型。

1）继承性构造。以灶户鼻状构造为例，它是在前第三纪古地形高为背景上发育起来的继承性鼻状构造，是一个向西北倾伏，东南抬起的不对称鼻状构造，其轴向在孔二段沉积时期为北西向，到孔一段沉积时期转为北西西向。鼻状构造又被断层切割成40多个大小不等的断块。

2）断裂伴生构造。即同生断层下降盘的逆牵引构造，也称滚动背斜构造。凹陷中同生断层较多，不仅一、二级断层的下降盘，就是一些较大的三级断层下降盘，也发育了一些滚动构造。但由于对断层面的回倾较小，平面上常显示为鼻状构造。这种构造不仅孔店组有，而且浅层的馆陶组也存在，数量很多，分布也广，为凹陷内一种重要的储油构造。

上述两种构造，与各级断层组成众多的断块圈闭，是潍北凹陷的主要储油构造（图2-1-3）。

（三）油藏类型

目前所发现的油气藏均受构造控制，当然岩性也起重要作用。根据圈闭特点，结合岩性因素，可分为下列几种类型。

1. 屋脊式断块油藏

反向正断层上升盘形成屋脊式断块油藏，如昌4断块、昌27断块、昌28断块等。

2. 断块—岩性油藏

在岩性有利相带的基础上，断层起控制作用，孔二段的油气藏基本属此类。如昌3断块（图2-1-4）、昌5断块、昌31断块等。昌3断块位于灶户断鼻带的高部位，其沉积相带也是处于水下扇中部位，正是由于这两个条件的有机配合，昌3断块才成为油气富集的高产断块，昌3井日产原油达101吨。

3. 滚动构造油气藏

同生断层的下降盘形成小型滚动构造油气藏，如昌20断块即属此种类型。

三、含油气远景评价

（一）生油层及生油潜力分析

1. 生油层

凹陷中主要生油层为孔二段暗色泥岩，这套生油层分布面积达670平方公里，占凹陷面积的86%左右。据地震资料推测，孔二段在凹陷内的最大厚度可达3000米，暗色泥岩厚度可达2200米（图2-1-5）。孔二段沉积时期湖盆处于稳定下沉阶段。在北部沉积了一套深湖—半深湖相，形成以灰黑、灰色泥岩为主的砂、泥岩地层。东部及南部边缘湖水较浅，以灰色泥岩为主夹有砂岩。晚期局部有沼泽相沉积，见有碳质泥岩及煤层。由于盆地小，物源方向多，河流把大量的陆源有机质带进湖盆，加上湖盆中丰富的水生生物，在盆地下沉过程中，形成大量有机质的堆积。并由于盆地持续沉降，沉积物继承充填，在深洼陷区形成还原

环境，使有机质的保存及向石油转化均为有利。凹陷南部虽不及深洼陷，但也有较厚的暗色泥岩，具有一定的生油能力。如岩石化学分析结果：有机碳平均含量为0.95%，氯仿沥青"A"平均为0.05%，干酪根类型为混合型，可划归较好生油层之列。

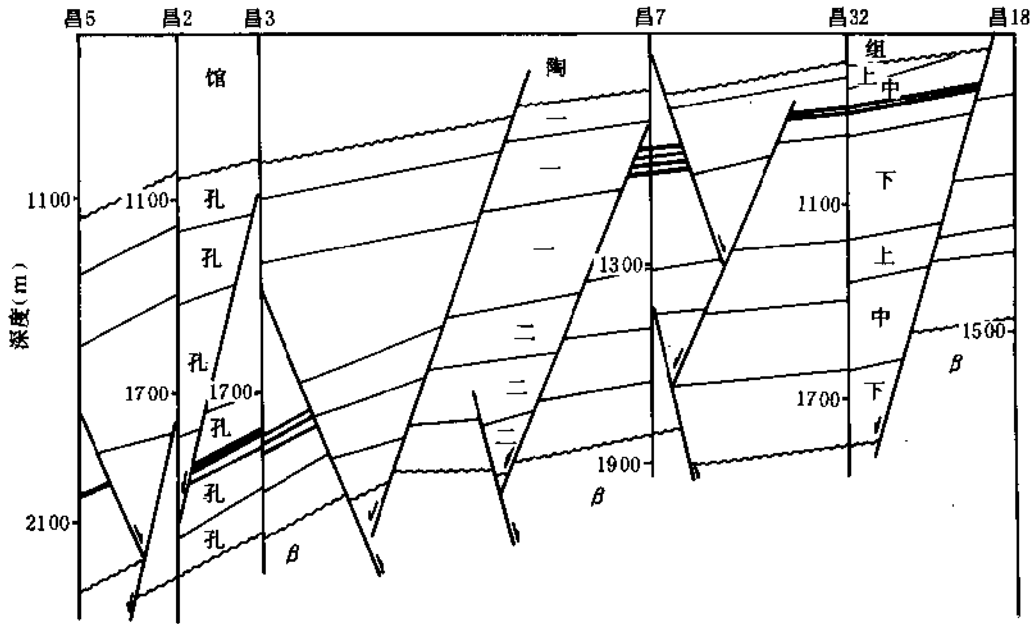


图 2-1-4　潍北凹陷昌5井—昌18井油藏横剖面图

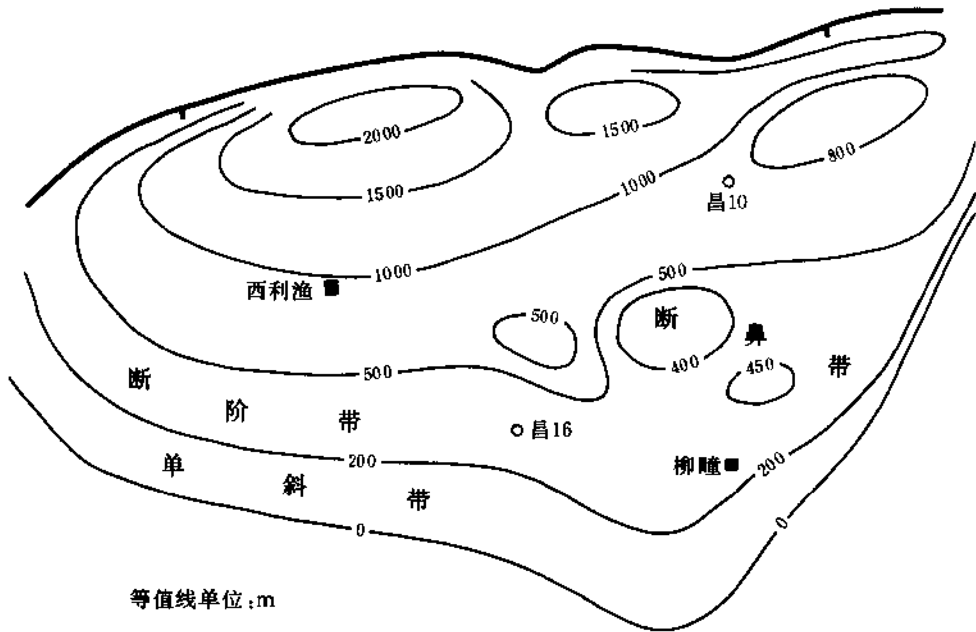


图 2-1-5　潍北凹陷孔二段暗色泥岩等厚图

2. 有机质的演化及生油潜力分析

根据盆地不同深度有机质成熟度的转化剖面，结合镜质体反射率资料，确定有机质成熟度的门限值温度为 72℃，成熟门限深度为 1700 米。将盆地内有机质的演化划分为两个阶段，即 1700 米以上为未成熟阶段，1700 米以下为成熟阶段。这样，盆地内孔二段生油层埋深大于 1700 米的成熟生油岩面积为 490 平方公里，占生油岩总面积的 73%，占凹陷总面积的 63%。成熟生油岩的平均厚度为 787 米，生油潜力非常可观。利用多种方法对生油潜力（这里是指残余生油量）进行了计算，计算结果如表 2–1–6。

表 2–1–6 潍北凹陷生油量数据表

生油量计算方法		生油岩				残余生油量 $(10^8 t)$
		面积 (km^2)	体积 (km^3)	平均厚度 (m)	氯仿沥青"A"、(%)	
体积法	生油岩分析法	670	436	650	0.1	12.06
	成熟生油岩法	490	370	755	0.129	10.98
干酪根潜量法		670	436	650		10.63
蒙特卡洛法① (类比法)						9.20

①据资料介绍蒙特卡洛法的计算结果偏低。

从表 2–1–6 可以看出，几种方法所计算出的结果较相近，残余生油量都在 10～12 亿吨左右。这与全国有名的小而肥的典型代表泌阳凹陷对比很近似。所以潍北凹陷的勘探前景十分乐观。此外，凹陷内孔二段中上部还有一些炭质泥岩及薄煤层，这些又是生成煤成气的物质基础。因此，凹陷内除了石油资源外，对于煤成气资源也不能忽视。

（二）储集层及储集性能分析

潍北凹陷是一个小型断陷，为多物源沉积。在凹陷的不同部位，其沉积条件也不尽相同，孔二段虽以泥岩为主，但也有砂岩分布。如孔二下在凹陷边缘有薄层砂岩及小型水下扇砂岩体，特别是孔二段中部砂岩较发育。在凹陷东缘和北缘两条大断层的下降盘，发育有一系列水下扇砂岩体。根据地震及钻井资料初步分析，自西向东有 16 个水下扇砂岩体。此外，在盆地南部缓坡还有些河道砂岩体及小型三角洲或小型水下扇，盆地内部还有一些小型浊积砂岩体等，这些类型的砂岩体是孔二段的主要储集层。孔二段上部砂岩主要为夹在大套泥质岩中的砂岩透镜体，虽然砂岩不甚发育，物性也较差，但也可作为储集层，并已见到油层。

孔一段中、下部发育有浅湖相层状砂岩，特别是孔一段下部，砂岩层数多，单层厚度一般为 2～3 米，最大厚度 10 米左右，岩性较细，一般为粉细砂岩，孔隙度 25.9%，渗透率 800×10^{-3} 二次方微米；分选较好，主要为泥质胶结。这套砂岩横向变化是从西南向东北方向减少；纵向上，下部砂岩层数多、厚度大，泥岩隔层薄；上部砂岩层数减少，厚度变薄，逐渐过渡到孔一中的以泥岩为主的砂、泥岩互层。孔一中的砂岩单层厚度小，物性差，孔隙度平均为 24%左右，渗透率 160×10^{-3} 二次方微米。上述孔一段中、下部砂岩在凹陷内分布

较广，是较理想的储集层。

沙四段是一套浅湖相砂、泥岩互层，其中砂岩为储集层。不过它是属剥蚀残存地层，又因其下部被孔一上厚层泥岩所隔，油气不易向上运移，又无好的盖层，所以到目前为止尚未见任何油气显示。

馆陶组是一套河流相厚层状砂岩，含砾砂岩，无疑是一套好的储集层，但目前还未见油气显示。

总的来看，凹陷内可作为储集层的，自下而上有：玄武岩风化壳、孔二段中部砂岩、孔二段上部砂岩、孔一段中下部层状砂岩、沙四段砂岩及馆陶组厚层状砂砾岩等6套储集层。从目前情况来看，以孔二段中部砂岩体和孔一段中下部层状砂岩最为有利，它们垂向距油源近，盖层条件好，已普遍见到油气层，并已获得工业油气流。

(三) 生储盖组合分析

就目前资料看，潍北凹陷主要有三套生储盖组合。

1) 玄武岩风化壳与上覆孔二段生油层组成的生储盖组合。玄武岩在盆地中分布较广，又经过了风化剥蚀，形成一些残丘山，被孔二段暗色泥岩包围，以玄武岩的风化孔隙及裂缝作为储集空间，孔二段暗色泥岩既是生油层，又是好盖层。这套组合目前已见到油斑显示及油层，是勘探的目的层之一。

2) 孔二段自生自储的生储盖组合。孔二段是一大套厚层泥岩中夹有砂岩及砂岩透镜体的组合体。如在湖盆边缘部位，特别是湖盆陡岸，大断层下降盘，发育有一系列的水下扇体，这些扇体砂岩发育，并直接插入生油层之中，对油气聚集有得天独厚的条件，只要有好的构造圈闭配合，即可形成油气富集。此外，凹陷南部的河道砂岩体，小型扇体及小型三角洲砂岩体，以及凹陷内的浊积砂岩体都是油气聚集的有利场所。所以，孔二段这套生储盖组合是潍北凹陷重要的勘探目的层。在这套组合中，已见到工业油气流，并获得了高产。

3) 孔二段生油，孔一段中、下部砂岩储油，孔一段上部泥岩作盖层的生储盖组合。孔一段中、下部的砂岩具有分布广、厚度大、储油物性较好的特点。其下部孔二段是全区分布的生油层。孔一段中、下部砂岩，直接盖在孔二段生油层之上，而砂岩之上又有孔一段上部厚层泥岩为盖层；这套泥岩盖层也是大面积分布。就是在盆地东南边缘孔一上遭剥蚀的地方，孔一中上部仍有较好的泥岩可作为盖层，所以这套生储盖组合应是凹陷内最重要的勘探目的层。目前探井已见到工业油气流。

除此之外，凹陷的西北部沙四段可能保存较好，也应重视沙四段自生、自储、自盖的生储盖组合。

(四) 圈闭条件分析

根据上述构造特点和沉积特征综合分析，该凹陷以断块油气藏为主，特别是以构造为背景的断块含油最好，反向屋脊断块更好。此外，断裂伴生构造—滚动背斜构造，也是主要储油构造。还应注意地层—岩性油气藏的勘探，如孔二段的水下扇砂岩体、河道砂岩体以及砂岩透镜体，在其岩性变化的上倾方向均可形成岩性圈闭；孔二段是从北向南超覆，在湖盆南部边缘可形成地层超覆圈闭。在潍北凹陷的北部，一级大断层上升盘可形成潜山油气藏。总之，潍北凹陷具有良好的油气生成和聚集条件，已控制9个含油气断块，三级含油面积近20平方公里。据计算，潍北凹陷生油量有10～12亿吨。目前潍北凹陷勘探程度较低，是一个具有勘探前景的凹陷。

第二节 其 他 凹 陷

一、昌乐凹陷

位于潍坊市的昌乐、青州两县（市）境内。凹陷东部边缘以断层与郯—庐断裂带为界，西南部以益都断层与鲁西隆起分界，东北部以断层与朱留店凸起为邻，西北部以断层与朱鹿凹陷分布。昌乐凹陷是昌潍坳陷中最大的一个凹陷，其面积约1000平方公里。胜利油田于1974年在该凹陷进行地震工作。并与1975年钻了乐参1井、井深2871.10米，孔店组未穿。全井未见油气显示，但钻遇孔二段生油层960米。这套地层主要为深灰、灰、灰白色泥岩和砂岩，其地质时代与潍北凹陷始新统孔店组孔二段相当。因此，今后对该凹陷应予重视。

二、侯镇凹陷

位于潍坊市所属寿光和潍县两县境内。东部为郯—庐断裂带，西部是寿光凸起，南部是朱留店凸起，北部为昌北凸起（参见图2–1–1）。凹陷面积为590平方公里，从1973年开展地震普查详查工作，到1984年止，其中大部分已达详查程度。1974年钻有侯2、侯3两口井，均未见油气显示。从这两口井钻遇的地层来看，两口井都钻至白垩系完钻，如侯2井钻遇始新统孔店组孔二段生油层厚791.5米，而侯3井孔二段生油层很薄，几乎尖灭了。说明始新统变化很大，证实了前第三系基底起伏较大，凹陷分割性较强，凹陷面积又较小，对生油不利。但从凹陷整体来分析，该凹陷东北部为深陷，生油条件较东南部要优越，又有较好的圈闭条件（如侯1背斜），可能找到局部高产富集区块。

其他如牛头镇凹陷、朱鹿凹陷及潍坊凹陷等，面积都较小，资料也较少，有待今后进一步工作。

第二章 临 清 坳 陷

临清坳陷（山东部分）为渤海湾盆地的一部分，西邻沧县隆起，东靠鲁西隆起，北连冀中坳陷、黄骅坳陷、埕宁隆起、济阳坳陷等，南与开封坳陷相通。面积约 36000 平方公里。属山东境内的仅是临清坳陷的一小部分。即莘县凹陷、德州—冠县凹陷及东濮凹陷（现中原油田正在勘探开发中），以及高唐—堂邑凸起等，面积共 9700 平方公里（表 2-2-1）。下边仅就莘县凹陷、德州—冠县凹陷及两凹陷间的高唐—堂邑凸起（图 2-2-1）简述如下。

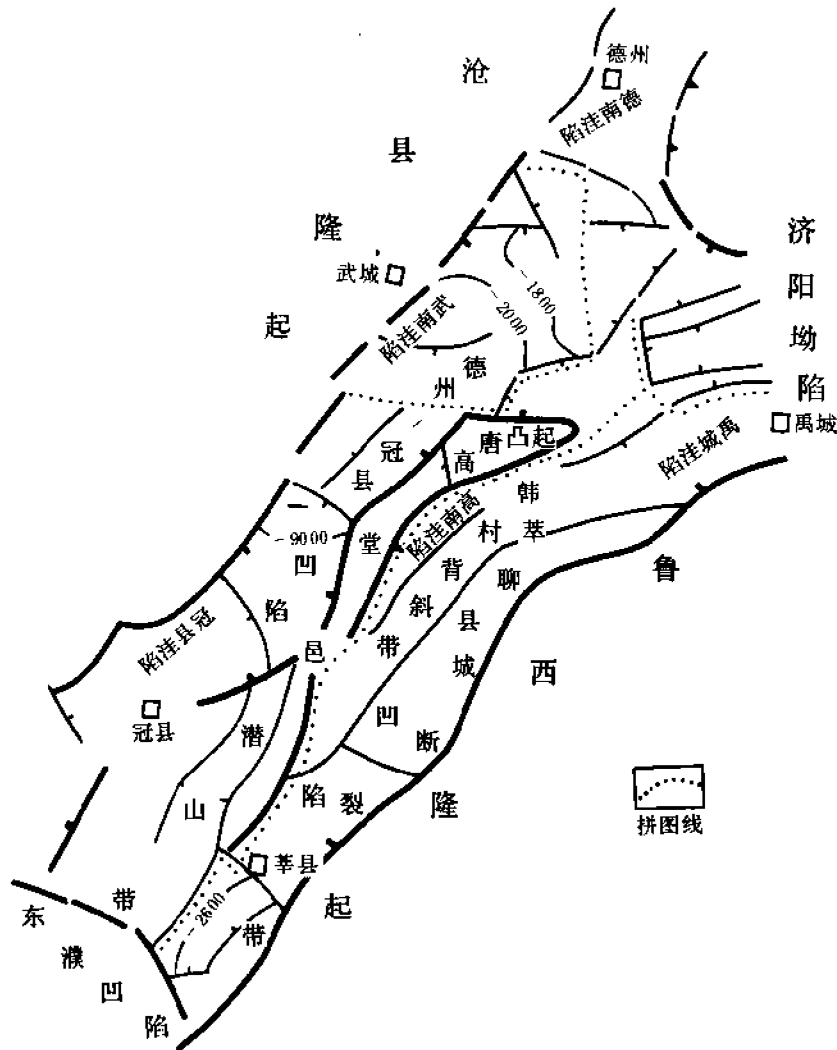


图 2-2-1 临清坳陷东北部构造分区图

表 2-2-1 临清坳陷（山东部分）构造单元划分表

凹陷名称	面积 (km^2)	凸起名称	面积 (km^2)
莘县	2600	高（唐）一堂（邑）	1700
德（州）一冠（县）	3900		
东濮	1500		

第一节 莘县凹陷

一、概况

（一）自然地理与经济概况

莘县凹陷位于山东省西北部聊城专区的高唐、茌平、聊城、莘县等四县境内。地势平坦，为辽阔的黄河冲积平原。由于黄河改道，淤垫不均，形成波状起伏的缓岗与洼地。境内主要河流有京杭运河、徒骇河、马颊河等。京杭运河可作为运输航道，货运可达天津；而徒骇河和马颊河，河水暴涨暴落，旱季几乎断流，主要为排洪水道。

气候上属于暖温带季风型半湿润气候。年平均气温 13℃左右，一月平均气温为−3.2℃，极端最低气温为−20.7℃（1957 年 1 月 15 日），7 月平均气温 26.5～27℃，极端最高气温为 43℃（1953 年 7 月 14 日）。年平均降水量为 584 毫米。约 70%集中在夏季三个月，春季降水量很少，升温迅速，春旱现象常有出现。本区经济以农业为主，其中以粮棉为大宗，粮食以小麦种植面积最广，其次是谷子，玉米……等，经济作物以棉花占最大比重，花生次之。

区内工业以聊城、莘县、高唐三城镇为基地，其中聊城较发达。

交通方面以公路和河道运输为主，以聊城为中心，公路四通八达。河道运输以货运为主，如卫运河，上通河南省的新乡、下通天津，徒骇河可通禹城。

（二）石油勘探概况

凹陷东邻聊考大断层，西邻高唐—堂邑凸起，东北与济阳坳陷相连，南为东濮凹陷。莘县凹陷面积 2790 平方公里。从 50 年代初期，有关部门就在此凹陷进行过资源调查，其中也包括油气苗的调查。从 1955 年开始，地质部在凹陷内进行了重力、磁力、电法、地面地质调查，并钻了一些浅探井。同期燃料工业部石油总局西安地质调查处也派出华北石油地质综合研究队在此开展工作。1956 年石油工业部根据物探资料在一些凸起和有意义的构造上钻了一批探井。到 1979 年止，本区地震工作已完成测线 7218.85 公里（表 2-2-2），大部地区已达普查、个别地区达到详查程度。从 1958 年钻华 4 井开始，先后共钻探井 14 口，其中有 4 口井见油气显示，测试结果，皆未达到工业油气流（表 2-2-3）。

二、石油地质特征

（一）地层简述

本区钻遇地层从老到新分述于下：

1. 太古界泰山群

表 2-2-2　莘县凹陷历年地震工作量统计表

年度	年度工作量（km）			合计（km）	累计（km）
	五一型	模拟			
		单次	多次覆盖		
1970～1971		244.8		244.8	244.8
1971～1972		284.0		284.0	528.8
1972～1973		409.6		409.6	938.4
1974～1975			284.1	284.1	1222.5
1975～1976			814.6	814.6	2037.1
1976～1977			2276.95	2276.95	4314.05
1977～1978			1407.3	1407.3	5721.35
1978～1979			1497.5	1497.5	7218.85

表 2-2-3　莘县凹陷探井试油统计表

年度	井别	井数（口）	进尺（m）	下套管井数（口）	试油成果
1959	探井	1	2908.5		
1960	探井	1	2117.0		
1975	探井	1	3200.0	1	试 1 口出水含天然气
1976	探井	1	3200.23		
1977	探井	4	11804.74	1	试 1 口出水
1978	探井	3	8974.77	2	试 1 口出水
1979	探井	3	8253.82	1	试 1 口出水
合计		14	40459.06	5	

钻遇厚度 30.72 米。主要岩性为花岗片麻岩，仅在聊古 1 井钻遇。其下部为黑绿色黑云角闪片麻岩，片麻理构造清楚，成分以长石、石英、角闪石为主，次为黑云母及少量石榴子石；上部为浅灰绿色绿泥石化花岗片麻岩，成分以石英、斜长石为主，角闪石、黑云母多蚀变成绿泥石。根据区域地质资料分析，该套地层应属太古界泰山群，与上覆寒武系为不整合接触。

2. 古生界

该凹陷所钻遇的古生界，与整个华北地区一样，下古生界以海相碳酸盐岩为其特征，缺失上奥陶至下石炭统，上古生界为海陆交互相和陆相沉积。

(1) 下古生界寒武系和下、中奥陶统　钻遇厚度1522米。寒武系下部为页岩、砂岩和不纯石灰岩；中、上部为鲕状灰岩、竹叶状灰岩及白云岩。下、中奥陶统岩性从下往上为含燧石白云质灰岩、厚层状石灰岩和豹皮灰岩，局部夹石膏层。

(2) 上古生界中、上石炭统和二叠系　钻遇厚度553～738米。下部为深灰、灰黑色泥岩，炭质泥岩夹薄层砂岩，石灰岩和煤层；中部为浅灰、灰白色硅质砂岩，泥质砂岩，深灰、灰黑色泥岩、碳质泥岩夹薄煤层；上部为紫、灰黄、灰绿色泥岩和灰白、紫色砂岩不等厚互层，夹少量薄层白云质砂岩，灰绿色砾状砂岩，含砾砂岩等。与下伏奥陶系为假整合。

3. 中生界

(1) 三叠系中三叠统　厚度435～1133.5米。岩性是一套紫红、紫、浅棕红色砂、泥岩地层。电性特点是电阻基值较高，皆系高电阻地层。其下部为紫红、紫、浅棕色砂、泥岩不等厚互层，夹浅灰、灰白色灰质砂岩、硅质砂岩和硅质含砾砂岩，局部有薄层石灰岩；上部以紫、紫红、棕红色砂岩为主，夹浅灰色灰质砂岩及少量含砾砂岩，局部见白云岩。据堂古3井化石资料：1241～1406米为 *Cuneatochara* 楔轮藻—*Stenochara* 直轮藻组合，主要分子有楔轮藻、*S.zhongshanensis* 钟山直轮藻、*S.donetziana* 顿涅茨直轮藻、*S.elliptica* 椭圆形直轮藻等；1406～1900米为直轮藻化石带，以 *S.yuananensis* 远安直轮藻为主，其时代应为中三叠统；1900～2374.5米化石带为 *Stellatochara* 星孔轮藻组合，主要分子有 *S.hoellvicensis* 哈尔韦克星孔轮藻、*S.shantungensis* 山东星孔轮藻、*Porasphaera dongtunensis* 东屯孔球轮藻等，应属中三叠统。因此，上述地层为三叠系中三叠统。与下伏石炭—二叠系为假整合接触。

(2) 侏罗系上侏罗统　厚度大于533米。岩性以灰、灰紫、紫红色泥岩和砂岩为主。富含白云质，多为白云质泥岩和白云质粉砂岩，夹泥质白云岩、白云质灰岩、石灰岩，局部夹一层凝灰岩（朝参1井）。见孢粉化石：裸子类为68%～96%，蕨类为4%～32%，被子类少见。中生界常见的种属短叶杉、锥叶蕨达12%、本内苏铁属达7.1%、苏铁属达2%～26%，这些化石纵向上连续出现，数量较多。根据岩性和化石组合特征，初步认为属上侏罗统其分布情况，从凹陷南部的朝参1井，中部的贾1井都有钻遇。岩性变化是：中部贾1井比南部朝参1井岩性变粗；中部粉砂岩、粉细砂岩占比例较高，而南部泥岩、砂质泥岩较多。与下伏地层接触关系不清，可能为假整合到不整合。

4. 新生界

(1) 下第三系始新统孔店组　厚度600～700米。岩性以紫红、棕红、灰紫色砂、泥岩为主，夹灰色砂、泥岩，局部见玄武岩。纵向上变化是：下部以灰紫、灰绿、灰色泥岩为主；中部为砂、泥岩不等厚互层；上部为紫红、棕红色泥岩夹砂岩。未见标准化石，仅以岩性对比划为孔店组。与下伏中生界为不整合接触。

(2) 始新统沙河街组沙四段　厚266～500米。岩性为灰、绿灰色砂岩、泥岩、灰质砂岩及灰质岩等。其下部为灰、暗紫红色砂、泥岩不等厚互层；中部为灰绿、灰色砂、泥岩夹灰黑色碳质泥岩及暗紫红色泥岩；上部为灰、灰黑色砂质灰岩、鲕状灰岩夹砂岩和泥岩。该层未见标准化石，从岩性对比可划为始新统沙河街组沙四段。

(3) 始新—渐新统沙河街组沙三段　厚度大于413米。岩性以灰色砂、泥岩不等厚互层为主，中、下部电阻较高。下部为灰色泥岩、泥质砂岩、粉砂岩、灰质砂岩；中部为灰、灰绿色砂、泥岩夹油页岩，碳质页岩、碳质泥岩，一般为高电阻；上部紫红色泥岩成分增高，近顶部有砂质灰岩。见有沙三段的华北介等化石。该段地层在洼陷中可能增厚，是良好的生

油层。

(4) 始新—渐新统沙河街组沙二段　厚度 303～338.5 米。岩性以紫红色泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩为主；夹灰、灰绿色砂岩、泥岩，局部有含砾砂岩和砾岩。

(5) 渐新统沙河街组沙一段　厚度 114～128 米。岩性为灰、浅灰、灰绿色泥岩，夹砂岩、灰质砂岩、砂质灰岩、生物灰岩，局部见鲕状灰岩，一般下部电阻较高。

(6) 渐新统东营组　厚度 96～569.5 米。岩性以暗紫红、浅灰绿、灰色泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩为主，夹砂岩和含砾砂岩。一般顶部遭剥蚀，残存厚度 0～150 米，但凹陷东南部的朝参 1 井钻遇最大厚度为 569.5 米。

(7) 上第三系中新统馆陶组　厚度 187～286 米。岩性以灰白、浅灰绿色厚层块状砂岩、含砾砂岩、砾状砂岩及粉细砂岩等，夹棕红、灰绿色泥岩、泥质粉砂岩。与下伏东营组为不整合接触。

(8) 上第三系上新统明化镇组　厚度 870.5 米。岩性为棕红、棕黄色泥岩夹砂岩及少量灰绿色泥质粉砂岩，胶结较疏松。

(二) 构造特征

凹陷呈北东向延展。中生代早期整个临清坳陷为统一体，呈东断西超型式，早、中侏罗世—早第三纪早期为双断地堑，早第三纪中期—早第三纪末为断坳，晚第三纪发展为坳陷。

整个凹陷可分为三个构造带：东部为聊城断裂带，中北部为韩屯背斜带，西部为堂邑潜山带；其负向单元有两个：东部为禹城洼陷，西部称高南洼陷（图 2–2–1）。

1. 构造类型

上述三个构造带，在其不同部位发育有背斜、鼻状构造及逆牵引背斜等局部构造。如聊城断裂带，沿聊考大断层下降盘有朝城北断鼻构造、沙镇东鼻状构造、聊城北逆牵引背斜等一系列构造；韩屯背斜带，有姜店背斜、韩屯背斜、贾寨断鼻、苏集断鼻等；堂邑潜山带，有康庄半背斜、北堂邑半背斜、南堂邑背斜、吴家庄断鼻，以及潜山顶部披覆构造等。

2. 断裂特征

区内断层较发育，有两条一级断层，其走向与凹陷延展方向近一致，如东部聊考断层及堂邑潜山带东断层，它们是控制凹陷发生发展的断层；二级断层一条，也与凹陷延展方向近一致，呈北东向延展，贯穿凹陷中部，延展长度约 55～60 公里；还有众多的三、四级断层，其走向有北东、北西和近东西向三组，其中北东向的较发育，这与东部聊考大断层长期活动有密切关系。由于这些断裂的展布，将本区切割成一些断块区和断块。

前述的一些局部构造与断层组成的断块区和断块，为本区油气聚集创造了良好的圈闭条件。

(三) 生储盖组合分析

按地质时代顺序，由老到新叙述于下。

1. 古生界生储盖组合

该区属华北地台区，下古生界为一套巨厚的碳酸盐岩地层。钻井中油气显示较普遍，如华 4、堂古 1、聊古 1、康古 1 等井都见到油气显示。本区钻至下古生界的探井有大量漏失现象，如华 4 井在 2869.0～2908.0 米井段共漏失清水 3430 立方米，说明缝缝洞洞很发育。除上有石炭—二叠系作区域性盖层外，下古生界内部有较厚的石膏夹层，有利于形成内生内储油气藏。

2. 中生界生储盖组合

本区中生界（指上侏罗统）暗色泥岩分布面积较广，南部的朝参 1、中部的贾 1、北部的韩 1、姜 1 等井都有分布。贾 1 井钻遇暗色泥岩厚度大于 100 米，其生油指标：剩余有机碳（C）为 0.5%，还原硫（S^{2-}）为 0.19%，氯仿沥青“A”为 0.022%。从目前钻遇的中生界生油层来看，生油指标偏低。因目前钻井太少，对中生界揭露的厚度还不到十分之一，对其全貌尚没有认识。

3. 新生界生储盖组合

目前钻遇暗色地层有：孔二段、沙四段、沙三段、沙一段、其中沙三段钻遇最大厚度 413 米，是一套较深湖还原环境下的暗色地层，泥岩厚度约 205 米，推测最大厚度可达 460 米，其生油指标：C 0.22%～0.90%，S^{2-}0.55%，铁还原系数（K_{Fe}）0.35，氯仿沥青“A”0.04%。与华北地区其他生油凹陷对比，具有一定的生油能力。沙一段也是一套湖相弱还原环境下的暗色地层，其生油指标：C 0.94%，S^{2-}0.94%，K_{Fe}0.48，氯仿沥青“A”0.02%，也具有一定生油能力。沙二段和济阳坳陷相似，以大套砂岩为主，是区域性储集层。因此，沙三、沙二、沙一为一套完整的区域性生储盖组合。

三、含油气远景评价

莘县凹陷，面积 2600 平方公里，是中、新生代的沉积凹陷，下第三系厚约 4000 米，中生界厚约 4000 米，在沙河街组、孔店组、上侏罗统均已见暗色生油层，在凹陷的东西两侧都见到了油气显示，如东侧的聊古 1 井于 601.5～612.0 米井段的上第三系和 1149.8～1375.4 米井段的奥陶系均见有油气显示。西侧的堂古 1 井等，也见有油气显示。说明该凹陷具有一定生油能力，由于目前局部构造不落实，已钻探井大都不在构造高部位，因此，在油气勘探上尚无突破。今后应进一步落实局部构造。

堂邑潜山带，面积 1700 平方公里，位于莘县凹陷与德州—冠县凹陷之间，两侧有边界大断层与凹陷接触。此带由高唐、高唐二台阶、康庄、北堂邑、南堂邑、吴家庄、吴家庄北、冠南、莘县西等 12 个潜山组成，圈闭面积 456 平方公里。盖层条件较好。除高唐、冠南等山头为上第三系直接覆盖外，多数山头以石炭—二叠系作盖层。此潜山带自中生代以后长期发育，有利于油气长期、多次运移、聚集。目前该带已钻井 8 口，钻遇下古生界的井 4 口，其中 3 口井见油气显示（华 4、堂古 1、康古 1）。其中堂古 1 井，在钻井过程中，漏失严重，井壁取芯见油斑，镜下见微裂缝含油。中途测试见可燃气，经分析证实为天然气。最终测试出水，不出油气的原因尚未搞清。今后应进一步深入分析研究。

第二节　德州—冠县凹陷

一、概况

（一）自然地理与经济概况

该区位于山东省西北部，为德州专区的德州市、陵县、平原、武城、夏津诸县和聊城专区的临清、冠县等七个县（市）所辖。全区属黄河冲积平原，总的地势是南高北低。历史上河流曾有多次泛滥，由于河流决口时，洪流的侵蚀与淤垫不均，形成了缓岗及洼地，地面呈现微波状起伏。岗洼间的高差一般在 3 米以下。境内主要河流有马颊河，流经本区中部；京杭运河通过本区西部。气候上属于暖温带半湿润季风区。全年平均气温为 13℃，一月平均气温为 3～3.5℃，极端最低气温为-27℃（1958 年 1 月 15 日），七月平均气温为 27℃，极端最高气温为 43.4℃（平原县境）。年平均降水量为 586.5 毫米，其中约 70%集中在夏季，

冬春两季降水量较少，常有春旱夏涝的现象。

经济以农业为主，其中以粮、棉耕作面积最广。粮食以小麦居首，次为玉米、大豆。经济作物棉花居多，花生次之，烟草耕种面积也较广。

区内工业以德州市及临清、夏津等城镇为基地，其中以德州市工业较发达，手工业中地毯较有名。

交通方面，以铁路、公路为主，还有水路运输。铁路有津浦及德石两线，与国内的主要铁路系统相衔接；公路四通八达。水路主要是京杭运河和卫河，以货运为主，北至天津、通县、南和西南可达省内聊城，河南新乡等地。

(二) *石油勘探概况*

本区位于埕宁隆起、高唐、堂邑凸起一线之西，西以沧东大断层为界，北与黄骅坳陷相连，南部以馆陶南—冠县南一线为界，山东境内面积约4260平方公里。50年代初期即对本区进行过资源调查。1955年，地质部在区内进行了重力、磁力、电法及少量地震工作，并钻了一些浅探井，同期，燃料工业部石油总局华北石油地质综合研究队也开展了工作。1956年石油工业部依据地球物理资料，开始在华北地区钻探。从1970年起，大量展开地震勘探，到1977年先后共完成地震测线4445.1公里，地震工作已达普查程度（表2−2−4)。1971～1978年共钻探井5口，皆未见油气显示，测试1口，未见任何油气显示（表2−2−5)。

表2−2−4 德州—冠县凹陷历年地震工作量统计表

年度	年度工作量（km）			合计(km)	累计(km)
	五一型	模拟			
		单次	多次覆盖		
1970～1971	749.8	636.9		1386.7	1386.7
1971～1972	983.3	356.5		1339.8	2726.5
1972～1973		394.7		394.7	3121.2
1973～1974			264.7	264.7	3385.9
1974～1975			401.1	401.1	3787.0
1976～1977			658.1	658.1	4445.1

表2−2−5 德州—冠县凹陷探井试油统计表

年度	井别	井数(口)	进尺(m)	电测解释			下套管井数	试油情况
				气层	油层	油水同层		
1971	探井	1	3094.02					
1972	探井	1	3014.5					
1974	探井	2	6339.86					
1978	探井	1	1604.4				1	试油1口出水
合计		5	14052.78				1	

二、石油地质特征

(一) 地层概述

本区钻遇地层有古生界、新生界，推测有中生界分布。

1. 古生界

下古生界寒武、奥陶系以海相碳酸盐岩为特征，缺失上奥陶统—下石炭统。上古生界中、上石炭统—二叠系为海陆交互相和陆相沉积。目前仅有1口井钻遇奥陶系，厚106米(未穿)，石炭—二叠系25米（上部剥蚀)。北馆陶一带都有分布。

2. 中生界—下第三系始新统

钻遇厚度401.02米。德参1井的2693～3094.02米井段（未穿）属之。岩性下部为紫红、深灰、灰色泥岩夹灰、棕色砂岩，自然电位较平值。中部为灰、灰白色砂岩、砾状砂岩、砾岩夹灰、深灰色泥岩、灰质砂岩。上部为一套火山岩系，有玄武岩、安山岩及凝灰质砂岩夹少量凝灰岩。电阻曲线皆显高电阻。

根据大段中基性火山岩系及电性特征分析，该段地层应为中生代地层，但在3038.5～3094.02米井段，岩屑中见孢粉化石：蕨类孢子占2%～9%，裸子类40%～67%，被子类24%～52%，还见有苏铁、银杏等，从孢粉成分来看，有可能为新生代地层；又因孢粉化石中裸子类大于被子类，这段地层也可能为中生界。

总之，据岩电性与化石等综合分析，这套地层以划为中生界为宜，可能为中生界上侏罗—下白垩统。

3. 新生界下第三系始新统

(1) 始新统孔店组—沙河街组四段　厚度701.5米。以德参1井1991.5～2693.0米井段为例，岩性是一套红色砂、泥岩为主的地层。其下部为灰、灰绿、暗紫、紫红色砂岩、泥岩夹灰白色灰质砂岩及灰黑色碳质页岩；中部为棕、棕红色砂岩、含砾砂岩、砾状砂岩及棕色、淡黄色砾岩夹紫红色泥岩；上部以棕红、紫红色粉砂岩、泥质砂岩为主，夹灰、灰绿色粉砂岩。在2280.5～2693.0米井段，未见介形虫化石。其孢粉：蕨类孢子占3%～66%，裸子类中杉科占2%～44%，被子类桦科含量较多，栎属及榆属均有一定含量，在上部麻黄属含量增高。

(2) 始新—渐新统沙河街组三段　厚度415.0米。岩性以灰白色泥岩为主，夹生物灰岩、含生物鲕状灰岩及薄层灰白色粉砂岩、黄褐色油页岩等。该段见 *Cyprois mina* 小型拟星介、*Huabeinia costatispinata* 脊刺华北介、*H.huidongensis* 惠东华北介、*H.chinensis* 中国华北介等化石。

(3) 始新—渐新统沙河街组二段　厚度大于399米。岩性下部主要为浅灰、紫红色砂、泥岩不等厚互层；上部以厚层棕红、棕色泥岩为主夹粉砂岩。见化石 *Camarocypris elliptica* 椭圆拱形介、*C.ovata* 卵形拱形介、*Pseudocandona boxingensis* 博兴假玻璃介等。

(4) 渐新统沙河街组沙一段　厚度230.5米。岩性以灰、深灰色砂泥岩夹油页岩、泥灰岩、假鲕状泥灰岩，总的特点是砂岩、泥岩为主，下部灰质成分增高。见 *Phacocypris huiminensis* 惠民小豆介等化石。

(5) 渐新统东营组　厚度275.0米。岩性为紫红、灰、灰绿色砂岩、泥岩为主，近底部夹少量油页岩。

(6) 上第三系中、上新统　厚度1300～1400米。岩性与整个华北覆盖区相似，其下部相当馆陶组，岩性为灰白、灰色砂岩、砂砾岩夹紫红、灰绿色泥岩，由上往下砂砾岩成分增

高；上部相当于明化镇组，为棕红、棕黄色泥岩与灰白、棕色砂岩呈不等厚互层，夹灰绿色泥岩，总的特点是泥岩大于砂岩。与下伏东营组为不整合接触。

上述新生界下第三系在凹陷内皆有分布，属断陷—断坳式沉积，而上第三系则全区广泛分布，属坳陷沉积。

（二）构造特征

本区为中、新生代凹陷，呈北东向延展。古生代时与整个华北地台是一个统一体，中生代燕山运动早期—新生代喜马拉雅运动早期为双断地堑，中期发展成为西深陡、东浅缓型的箕状断陷；喜马拉雅运动晚期发展为坳陷，与整个渤海湾盆地又成为统一体。

1. 构造类型

凹陷内构造带不发育，仅在凹陷中部—北部发育了几个局部构造，其中有恩城构造、许家营子构造、白马湖构造等，这些构造连起来，组成了中央背斜构造带（T_7 反射层构造图）。由于断裂较发育，被断层切割成为一些断块区和断块，以及局部小高点等。除上述局部构造外，负向构造较发育，如德南、武南、冠县洼陷等。

2. 断裂特征

区内有一级断层两条，是凹陷东、西边界断层，它们控制了凹陷的发生发展。特别是西部边缘断层，它是沧东大断层的南延部分，具延伸远、落差大（>3000 米）、活动时间长的特点（从早中侏罗世以后到晚第三纪）。二级断层一条，即临清北—夏津西—恩城东断层，延展长度约 70 公里左右，前述的恩城、许家营子、白马湖等构造，皆分布于此断层的下降盘。此外，尚有众多不同方向的三、四级断层，将白马湖及许家营子构造切割成断块区和断块以及一些小高点。上述这些局部构造和断块区、断块、局部小高点等，为本区油气聚集创造了良好的圈闭条件。

（三）生储盖组合分析

该区的生油层主要是新生界下第三系的孔二段和沙三段以及沙一段。

孔二段。目前钻遇暗色地层厚度不大，钻遇生油岩厚 60 米，占地层厚度的 22%。因已钻的 4 口井皆在高部位，其生油指标较低，C 为 0.66%，S^{2-}为 0.08%，K_{Fe} 为 0.20，氯仿沥青"A"为 0.06%。推测在临清东大断层（沧东大断层的南延部分）的下降盘，厚度可大幅度的增加，生油条件会变好。

沙三段。为一套较深湖相还原条件的暗色地层，钻遇生油岩最大厚度 150 米，推测凹陷中心生油岩厚度可更大些。其生油指标 C1.1%，S^{2-}0.60%，K_{Fe}0.30，"A"0.09%，上述生油指标与济阳坳陷等对比，是较好的生油层。

沙一段。也是一套暗色地层，但目前钻遇厚度较小，其生油指标也较差，如 C0.25%，S^{2-}0.15%，K_{Fe}0.16，"A"0.06%。

此外，中生界下白垩统与上侏罗统中部，也是一套暗色地层，即火山岩系之上、下的两套地层可具有生油能力，推测在凹陷的南部有分布。

储集层。本区沙二段与济阳坳陷相似，是以大套砂岩为主，是良好的区域性储集层。沙一段为区域性的盖层。因此，沙三生、沙二储、沙一盖，可成为完整的区域性生储盖组合。另外，孔二段、沙三段、沙一段等生油岩系内砂岩比较发育，可能构成三套自生自储自盖的组合。

三、含油气远景评价

德州—冠县凹陷面积 3900 平方公里，中、新生界厚度超过 9000 米。虽已钻井 5 口（德

参1、2、许1、2、馆古1)，皆未见油气显示。但孔二段和沙三段见到了生油层。从生油指标来看，是具有生油能力的，因此，在该凹陷寻找中、新生界油气藏还是有希望的。

第三章 胶 莱 坳 陷

胶莱坳陷属鲁东隆起区内的一个负向构造单元。西邻沂沭断裂带，北界胶北隆起，南为胶南隆起（图 2–3–1），北宽南窄，近三角形，呈北东向展布。其东南部经海阳、乳山县境延入黄海，具体界限不清，陆地面积约 12000 平方公里。

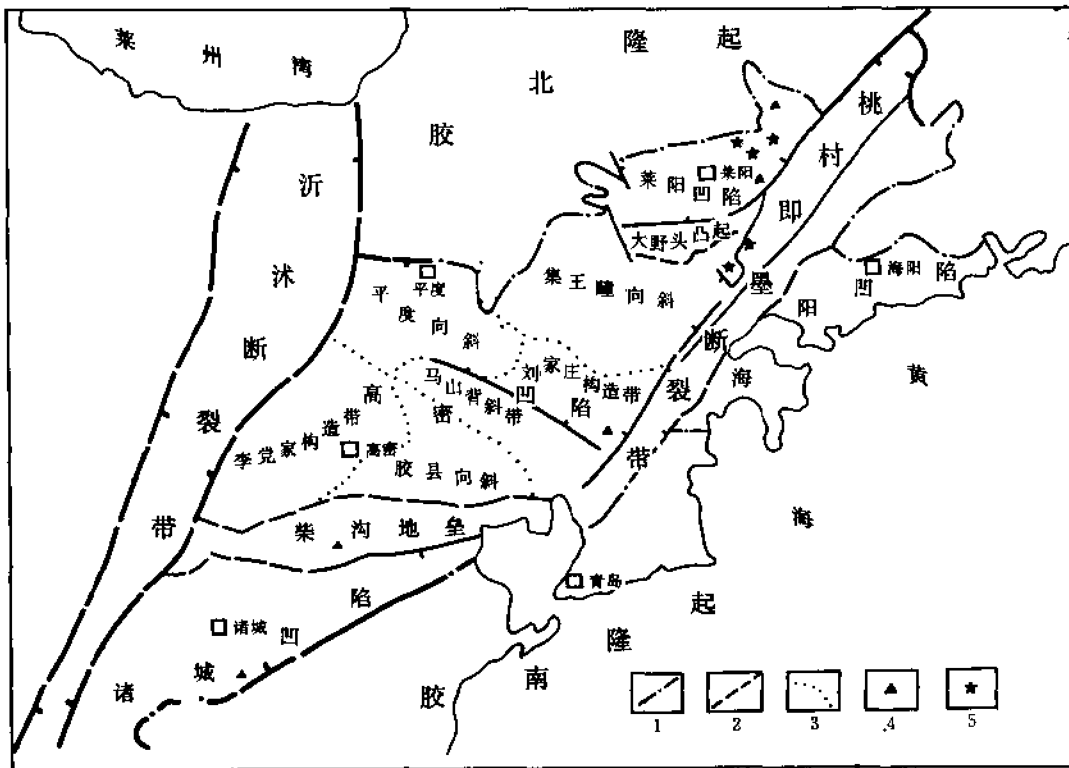


图 2–3–1 胶莱坳陷构造分区图

1—坳陷边界线；2—凹陷边界；3—三级构造单元界线；4—沥青；5—原油

第一节 概 况

一、自然地理及经济概况

胶莱坳陷位于山东省东部，北起平度、莱西、莱阳及栖霞东南部，东至海阳、青岛西北，南达胶南、诸城、五莲，西至莒县、安丘东南部。分属青岛、烟台、维坊三市 12 个县所辖。地形上三面环低山丘陵，仅西北部与鲁北平原相通。区内中部为胶莱冲积平原，地势平坦，在广阔的平原上常见有天然堤和洼地两类地貌；东北和西南部为波状剥蚀—冲积平

原，分布有残丘、缓岗和河流阶地等剥蚀及堆积地形；东南部的海阳、莱阳、即墨等滨海处，尚有海蚀—冲积小平原，以及海蚀台地、海滩等。总之，本区可分为冲积、剥蚀—冲积、海蚀—冲积等三种地貌类型。

主要河流均属胶莱河、大沽河、五龙河三水系。胶莱河流经区内中部，向北注入莱州湾，其支流众多，是区内流域面积最大的河流之一，其下游海拔仅2～3米，每当西北风起时，海水倒灌，形成海滩。其次是大沽河，支流也较多，向南流入胶州湾，该河下游河谷宽广，可达500～800米，河道蜿蜒屈曲，时有断续沙丘出现，连接河滩。五龙河，主要流经莱阳县境内，上游比降较大，水土流失较严重，而下游谷宽流缓，河床有淤高现象，并形成若干沙洲及河漫滩，蛇曲甚发育，向南注入黄海。

该区地处中纬度温带季风区，且半岛伸入海洋，故气候温和，年平均气温11～12℃，春来迟缓，夏不酷热，七、八月份平均气温24～26℃，极端最高气温38.9℃（莱阳1958年7月21日）。自秋入冬气温下降亦慢，一月份平均气温在-2～-4℃之间，极端最低气温-24℃（莱阳1957年1月28日）。年平均降水量650～900毫米，夏季降水一般占全年降水量的60%，冬春降水量较少，常形成春旱。

该区城镇居民点密布，人口亦较密集，经济发展水平较高。无论工业、农业生产均在山东省占有相当重要地位。青岛市为山东省工业最发达的城市之一，烟台市为我国重要的商港和渔业基地，潍坊市工业也较发达。上述三城市除一般重工业、轻工业外，电子工业也较发达。尤其是青岛市的工业发展水平已居国内前列，也是我国对外开放重点城市之一。

另外，莱阳、莱西、平度、五莲、安丘及海阳等县矿产较丰富，其中莱阳、莱西、平度等县的石墨矿早已开采，并远销省外。

该区农业生产也较发达，为山东省重要产粮区，粮食生产以小麦、玉米为主，次为大豆、谷子等；经济作物以花生为主，棉花次之，花生为省内的重要产区，也是重要出口物资，而棉花主要产在高密、平度、诸城等县境。

区内交通四通八达，铁路有胶济、蓝烟两铁路纵横贯通中部，经过区内八个县境，与省内外相连。另外，蓝烟线在莱西县境望城站，通往南墅石墨矿有简易铁路。该区可通过青岛和烟台与国内外相联系，区内公路很发达，除主要公路外，主要的县城和乡镇都有汽车可通。另外，该区东南部的五龙河河口前埠以下，渔船可经丁字湾通向黄海；海阳县沿海的辛家港、半角洋、何家港等小海港，可达烟台、青岛等地。

二、石油勘探概况

本区开展地质工作较早，20年代初期，中外地质工作者对中生代地层断断续续进行过研究。但大规模地、全面系统地地质勘探是在新中国成立之后开始的。自1958年以来，山东省地质局、煤炭局等单位，先后作了大量的地面地质及地球物理工作。至1964年全区1∶20万区域地质测量工作已基本结束，编出全区1∶20万地质图。石油地质工作始于1958～1962年，地质部第一普查勘探大队等单位进行了大量的工作，较全面地研究了本区的油气显示情况、生储盖条件、圈闭条件等。1970年以来山东省地质局综合三队及煤炭系统等有关单位，在区内为找金属矿及煤炭钻探了一些浅井，发现了不同程度的原油和沥青显示，地面也多处见到沥青显示，说明胶莱坳陷有过油气生成过程。1971年华东石油学院师生对本区进行了石油地质综合研究工作。

地球物理勘探始于1958～1960年，地质部航空物探大队进行了1∶50万航磁测量，中原物探大队在高密、平度一带进行了1∶20万重磁力勘探，同年山东省煤炭局物探大队在莱

西、即墨、胶县以西进行1：20万普查及1：5万电法勘探。

胜利油田于1971年开始对本区进行石油地质勘探，完成了1：10万重磁力详查以及地震试验工作。随后在高密凹陷、柴沟地垒、诸城凹陷进行地震概查。1971～1981年有10个队年采用多次覆盖技术（最多为12次覆盖），总共作了1046.4公里的地震测线（表2-3-1）。同时钻了3口参数井，进尺5949米，都未见油气显示，也未下套管（表2-3-2）。在白垩系、侏罗系、前震旦系地层中进行部分钻井取芯。利用露头岩样、岩芯、岩屑样品作了古生物、岩石薄片、岩石化学、储集物性等项化验工作。为本区的地质研究提出了依据。

表2-3-1 胶莱坳陷地震工作量统计表

年度	年度工作量（km）			合计（km）	累计（km）
	五一型	模拟			
		单次	多次覆盖		
1971	134.4			134.4	134.4
1972		242.6	8.4	251.0	385.4
1973			47.4	47.4	432.8
1974			69.9	69.9	502.7
1979			70.8	70.8	573.5
1980			328.4	328.4	901.9
1981			144.5	144.5	1046.4

表2-3-2 胶莱坳陷探井情况统计表

年度	探井数	进尺（m）	钻经地层	含油气情况
1979	1	1576.66	Q、K_2	未见油气显示
1980	1	1703.27	Q、K_2、K_1、J_3、AnZ	未见油气显示
1981	1	2669.07	Q、K_2、K_1、J_3、AnZ	未见油气显示
合计	3	5949.0		

第二节　石油地质特征

一、地层

根据露头及钻井资料，坳陷内有元古界、中生界及新生界等地层分布，现从老到新简述于下。

(一) 元古界

包括下元古界胶东群、中元古界粉子山群及上元古界蓬莱群。

1. 下元古界胶东群

厚度15556米。坳陷的东北和西南边缘都有出露，是区内最古老的结晶基底。胶北隆起和胶南隆起地层差异较大。胶北主要由黑云变粒岩、黑云斜长片麻岩、斜长角闪岩、大理岩、片岩组成，下部为泥、砂质陆屑与基性火山岩建造；中部为泥质岩与碳酸盐岩建造；上部为钙泥质陆屑建造，构成一个完整的沉积旋回。这些地层经受区域变质作用，多属铁铝榴石角闪岩相，有些部位受到不同程度的混合岩化作用形成混合岩。胶南隆起主要由黑云钾长片麻岩、白云钾长片麻岩、黑云变粒岩、浅粒岩、大理岩组成，为浅海相砂质—粘土质类复理石沉积，遭受中、低级区域变质作用，混合岩化作用微弱，局部形成眼球状混合岩。

2. 中元古界粉子山群

厚度大于5054米。分布于坳陷北部平度、莱阳南五龙村西南一带和南部胶县王台一带。其主要岩性以长石石英岩、黑云变粒岩、黑云片岩、大理岩、二云片岩、石英岩组成。下部为泥、砂质陆屑建造，构成一个完整的沉积旋回。经受中—低级区域变质作用，属绿片岩—铁铝石角闪岩相，混合岩化作用以机械注入交代为主。与下伏胶东群为角度不整合。

3. 上元古界蓬莱群

厚度2834～4998米。主要分布于坳陷的北部和东北部，是一套浅变质岩系，有千枚岩、板岩、石英岩、大理岩及结晶灰岩等。仅在莱西西北坳陷边缘见有蓬莱群下部的豹山口组，近东西向延展。其主要岩性下部为紫色板岩，中部为大理岩夹板岩，上部为板岩夹少量石英岩。该套地层在栖霞县香夼东南部与下伏粉子山群为不整合接触。

（二）中生界

1. 侏罗系上侏罗统莱阳组

厚度1487～7407米。自下而上分为6个亚组（图2-3-2）。

（1）逍仙庄亚组　厚度256～1730米。分布于莱阳瓦屋夼东部、北部及诸城皇华店—五莲-高泽一线之南，为早期断陷沉积。其岩性下部为灰绿色砾岩、砾状砂岩；中部为棕黄色薄层状钙质砂岩，灰黑、灰绿色页岩、粉砂质页岩；上部为黄绿色含砾细砂岩夹泥岩。与下伏蓬莱群为角度不整合。

（2）止凤庄亚组　厚度100～800米。见于莱阳、胶县、诸城、五莲等地，属整个坳陷中许多小断陷联为一体的断陷沉积。沉积中心在坳陷的东南一侧。岩性主要为紫褐、灰白色砾岩、砾状砂岩，砂岩夹有黄绿色泥岩。横向上是向坳陷中心变细，纵向上也由粗变细。

（3）马耳山亚组　厚度100～590米。广泛分布于坳陷南北各地。此亚组沉积时地形高差较小，岩性相对变细。主要岩性为灰紫、黄绿色砂岩、页岩互层，夹泥灰岩。该亚组岩性南北不一，北部以灰紫色为主，南部灰紫、灰绿色居多。最大厚度见于东部海阳朱吴一带，岩性也变粗为灰紫色砂岩、含砾粗砂岩及泥岩互层。北部莱阳地区岩性较细，夹有灰绿色泥页岩层，这些可能成为生油层，但厚度薄，分布范围小，生油不利。

（4）水南亚组　厚度400～780米。主要分布在莱西—兰村—高密一线东南。该亚组沉积时地形平缓，水域范围增大，湖泊广布，广泛形成地层超覆。该亚组岩性稳定且较细，碳酸盐岩广泛发育。岩性为灰黑色页岩、油页岩、白云岩、泥灰岩、钙质砂岩、泥质粉砂岩等。在泥质粉砂岩和页岩中见有沥青扁豆体、黄铁矿结核。化石丰富，有狼鳍鱼、昆虫、叶肢介、腹足类、植物化石等。为还原环境下浅湖相，是坳陷内的主要生油层。

（5）龙旺庄亚组　厚度158～385米。坳陷的南北部都有分布，岩性为紫灰、灰绿色砂岩、粉砂岩、泥岩，夹少量薄层泥灰岩。坳陷北部莱阳凹陷中，该亚组下部为灰绿色砂、页

岩互层夹泥灰岩、白云岩；中上部为紫红、灰绿色砂、页岩大段交互，并夹少量泥灰岩。在坳陷中部即墨马山一带岩性较粗，厚度变小（厚仅 158 米）。坳陷南部诸城断陷中，该亚组岩性特征与北部大致相似，惟底部有一套砾状砂岩层，厚度近 500 米。

（6）曲格庄亚组　厚度 57～358 米。坳陷内分布广泛，岩性是一套粗碎屑岩。北部莱

地层							岩性剖面	厚度(m)		岩性描述	油气显示
界	系	统	组	亚组	段	符号		组	段		
新生界	第四系					Q			40	黄褐、黄棕色砂质粘土、粘质砂土、砂、砂砾石	
	第三系	始新统	黄县组			E_2h			300～500	上部浅灰、灰白深灰色砂岩，局部有泥岩；下部浅紫、紫灰色砂岩、含砾砂岩	
中生界	白垩系	上统	王氏组		三段	K_2w^3		850～4500	283～1000	紫灰、暗紫灰色砾岩、砂岩、灰绿色泥岩等	
					二段	K_2w^2			470～1500	黄绿、紫红色页岩、砂页岩为主，夹粉砂岩、透镜状泥灰岩	
					一段	K_2w^1			800～2000	暗紫、棕红、灰绿色砂岩、粉砂岩夹砾岩	
		下统	青山组		三段	K_1q^3		600～3000	230～650	凝灰质砂岩、粉砂岩、安山集块岩、安山岩、安山玄武岩及流纹岩	
					二段	K_1q^2			108～500	凝灰岩、凝灰角砾岩、集块岩、砂砾岩、粉砂岩等	
					一段	K_1q^1			98～400	安山岩、安山质角砾岩、火山碎屑岩、夹紫红色泥岩	
	侏罗系	上统	莱阳组	曲格庄		$J_3l.q$		1407～4433	57～358	碎屑岩和粘土岩组成	砂岩裂隙中含沥青脉
				龙旺庄		$J_3l.l$			158～385	紫灰、灰绿色砂岩、泥岩夹泥灰岩	砂岩裂隙中含沥青细脉
				水南		$J_3l.s$			400～780	灰黑色页岩、油页岩、白云岩、泥灰岩、钙质砂岩、泥质粉砂岩等	泥岩、砂岩裂隙含油及沥青
				马耳山		$J_3l.m$			100～590	灰紫、黄绿色砂岩页岩互层	
				止凤庄		$J_3l.z$			100～800	紫褐、灰白色砾岩、砂岩夹泥岩为主	泥岩层夹含油白云岩、砂岩裂隙含油及沥青
				液仙庄		$J_3l.x$			256～1730	细砾岩、砂砾岩、砂岩及页岩，以页状粉砂岩最多，颜色以黄绿、浅灰色为主	泥岩裂隙含沥青
前寒武系						AnЄ				变质岩系	

图 2-3-2　胶莱坳陷地层柱状图

阳龙旺庄至山前店一带，岩性为紫褐色砾岩、砾状砂岩、长石砂岩与泥岩组成频繁的韵律层；南部诸城皇华店出露最全，主要由灰白、灰紫、黄绿色砾状砂岩，夹少量粉细砂岩、紫红色泥岩；中部即墨马山一带岩性较细，由紫灰、黄绿、灰紫色中粗砂岩、粉砂岩、泥岩组成，底部夹多层砾岩。

上述莱阳组六个亚组的沉积特点是：逍仙庄亚组下部为河流洪积相砾岩、砂岩；中部为湖沼相的砂、泥岩互层，夹少量碳酸盐岩，含大量植物化石和炭屑；上部又是一套河流相砂岩、含砾砂岩，构成一个完整的沉积旋回。这套地层在逍仙庄一带厚 800 余米，在五莲附近，岩性与逍仙庄一带相似，厚度在 1000 米以上。属小型断陷沉积，具分割性，即于莱阳以东的逍仙庄一带与断陷西南的五莲附近，形成两个孤立的小断陷。止风庄亚组是一套山麓洪积相和河流相的厚层粗砂岩、砂岩夹泥岩，厚度数十米至数百米不等，分为南北两个沉积中心，其间为马山隆起所隔，随构造的发展，水域不断扩大。马耳山亚组为一套以砂岩为主的砂、泥岩互层，超覆在止风庄亚组之上。水南亚组是一套以灰、灰黑色泥页岩为主的砂、泥岩互层，夹有碳酸盐岩，上部砂岩增多，属半深湖—深湖相沉积，其时水域进一步扩大，南北两个沉积凹陷已连为一体，成为统一的坳陷，但沉积中心仍在莱阳凹陷和诸城凹陷五莲一带。这一时期是坳陷的主要生油期。水南亚组沉积后，坳陷东南开始抬升，湖水变浅。龙旺庄亚组和曲格庄亚组是一套浅湖—河流相砂、泥岩互层，向上变为砂岩、含砾砂岩。总之，整个侏罗系东南厚，向西北逐渐超覆，但坳陷基底是不平坦的。

2. 下白垩统青山组

厚度 400～3000 米。该组沿坳陷边缘广泛出露。诸城、莱阳一带露头良好，为一套火山岩系及火山碎屑岩，其岩性纵横向变化很大，与下伏上侏罗统莱阳组为假整合和不整合接触。该组可分三段，由下而上简述如下。

(1) 青一段　在莱阳一带，岩性为灰紫、紫红色安山岩、凝灰岩、含砾凝灰岩、安山质角砾岩等；在即墨西部马山一带为凝灰岩、凝灰质砂砾岩及粉砂岩、长石砂岩等；诸城、胶县等地以中性熔岩为主。含化石有 *Nakamuranaia chingshanensis* 青山中村蚌。

(2) 青二段　在莱阳一带岩性为紫红、灰紫、灰绿色安山岩、安山玄武岩、凝灰岩、砾状砂岩及粉砂岩等；在胶县以南为火山碎屑岩和砂岩、砾状砂岩；诸城以南主要为砂岩和砾状砂岩；胶南王台、五莲郭家辛庄以及诸城东西部等地几乎全为集块岩。

(3) 青三段　莱阳一带为紫灰、紫红、灰绿色凝灰质砂岩、粉砂岩、含砾凝灰岩、安山集块岩、安山岩、安山玄武岩及流纹岩；胶县以南变为安山岩、粗面岩及流纹岩等。含化石 *Psittacosaurus sinensis* 中国鹦鹉龙，*Peishanemys latipons* 宽边北山龟。

上述青山组火山岩和火山碎屑岩，在坳陷南部的诸城凹陷最为发育，有三次喷发旋回。下部主要是中性的安山岩、凝灰岩；中部为酸性的流纹岩、安山粗面岩与凝灰质砂砾岩互层；上部为流纹岩、火山凝灰岩与紫红色砂砾岩，厚度 1000 米以上，最大厚度 2000～3000 米。坳陷北部的莱阳凹陷，有两次喷发旋回，主要为中基性的火山岩类，下部为灰黑色玄武安山岩夹有凝灰岩，上部为安山玄武岩与红色粉砂岩、灰色火山岩砾岩互层，厚度 500～1000 米。

3. 上白垩统王氏组

厚度 850～4500 米。坳陷内广泛分布，诸城、莱阳两地发育较好。该组是一套以红色为主的陆相碎屑岩夹火山岩，属河湖相沉积，与下伏青山组为不整合接触。按岩性、岩相分为三段。

(1) 王一段　莱阳一带为暗紫色、棕红、灰绿色砂岩、粉砂岩夹砾岩、砾状砂岩及紫灰色砾岩；胶县西南以紫红色砾岩、巨砾岩及凝灰细砾岩。含介形类化石 *Candona declivis* 倾斜玻璃介。

(2) 王二段　岩性以黄绿、紫红色页岩、砂页岩、钙质页岩为主，夹粉砂岩、透镜状泥灰岩、砾状砂岩。莱阳一带上部较粗，砾状砂岩增多，下部夹有泥灰岩及黑色页岩；胶县西南则变为泥岩及粉砂岩为主，局部地区见安山岩、玄武岩。产瓣鳃类、腹足类及植物化石碎片。

(3) 王三段　岩性以紫灰、暗紫、灰色砾岩、细砂岩、粉砂岩、灰绿色泥岩为主。莱阳一带岩性变粗，砾岩增多；胶县一带中部夹5～9层玄武岩、安山玄武岩、安山凝灰岩；青岛、即墨一带为安山岩、安山玄武岩、辉石玄武岩、橄榄玄武岩，并夹有薄层泥质灰岩。含化石 *Tsintaosaurus spinorhinus* 棘鼻青岛龙，*Tanius sinensis* 中国谭氏龙，*Shantungosaurus giganteus* 巨形山东龙，*Cypridea amoena* 愉快女星介。

上述王氏组一段为河流相沉积，在莱阳一带岩性变粗，厚度566米；胶县西南，厚度约500米。王二段属河流及浅湖相沉积，灰绿色层占本段三分之一。在莱阳一带，上部岩性较粗，砂砾岩增多，下部夹有泥灰岩及黑色页岩；胶县、诸城等地则以泥岩、粉砂岩为主；其厚度变化是东北薄，西南厚，莱阳一带厚557米，胶县、诸城等地增大至700～1400米。王三段为河流相及牛轭湖相，在莱阳一带岩性变粗，砾岩增多，胶县和即墨一带，相当本段的中部夹有数层火山岩。本段总厚约1300米。

(三) 新生界

1. 下第三系始新统黄县组

厚度300～500米。在坳陷西北部平度孙家疃一带有出露，在平度地区探煤井中钻遇该地层。岩性可分为两部分：下部为浅紫、紫灰色细砂岩、中细砂岩、含砾砂岩；上部为浅灰、灰白、深灰色粉砂岩、中砂岩，局部有泥岩、含砾砂岩。关于该区所见这套地层时代问题，根据少量化石资料，暂定为始新统 (E_2)。

2. 上第三系

厚9.0米。在坳陷内仅见零星分布，如莱阳金岗口村东沟。岩性为灰白、浅紫棕色细砾岩夹泥质粉砂岩条带或透镜体。砾石成分为石英、花岗岩、泥质粉砂岩，砾径一般在0.5厘米左右、钙泥质胶结、具中型斜交层理。与下伏上白垩统王氏组为不整合接触。

3. 第四系

厚度35～40米。分布于山间谷地及河谷阶地上。主要岩性为黄褐、黄棕色砂质粘土、泥质砂土、砂、砂砾石等。其时代除现代堆积外，可能包括上、中更新统。

二、构造

本区自元古代以后，长期隆起上升，遭受剥蚀，中生代发生断陷，接受从晚侏罗世—晚白垩世沉积。经燕山运动多次变动的结果，形成了胶莱坳陷。构造变动的特点是，坳陷形成前以褶皱为主，坳陷内以断裂变动为主，伴随断裂活动有大规模的岩浆喷发和侵入，形成了大面积的火山岩系和大量的中酸性侵入岩。至第三纪时坳陷整体上升，仅局部有堆积。

(一) 褶皱

本区基底褶皱构造为下元古界胶东群和中元古界粉子山群所构成的复式褶皱，主要展布在坳陷之外，而坳陷内除大野头凸起外，未见基底褶皱出露，所见皆属盖层构造。因此坳陷内盖层褶皱构造极不发育，以平缓开阔的向斜为主，其中规模较大的有百尺河向斜和集王疃

向斜。百尺河向斜展布在诸城凹陷内。向斜的核部为王氏组三段，两翼为王氏组二段，轴向北东东或近东西向，翼部倾角很缓，11°左右。集王疃向斜展布在高密凹陷中。向斜核部也是由王氏组三段构成，其两翼为王氏组二段，轴向北西西或近东西向，两翼倾角为13°～15°。两向斜皆属开阔向斜。

（二）断裂

坳陷中断裂比较发育，主要有近东西向、北西向及北东向等三组断裂。

1. 近东西向断裂

主要有平度断层、五龙村断层、胶县断层、百尺河断层等。平度断层倾向南，切割了粉子山群、白垩系和下第三系，为一长期活动的断层。五龙村断层倾向北，切割了粉子山群、莱阳组、白垩系，是大野头凸起与莱阳凹陷的边界断层。胶县断层倾向北，切割了莱阳组、白垩系，是柴沟地垒与高密凹陷的北部分界断层。百尺河断层，其北侧以莱阳组为主，南侧以王氏组为主，倾向南，倾角65°～80°；南盘下降，为正断层，也是柴沟地垒与诸城凹陷的南部分界断层。

2. 北西向断裂

主要有即墨—马山断裂组，诸城断裂等。即墨—马山断裂组是一组走向北西30°～60°的断裂，以倾向北东为主，切割了莱阳组、青山组、王氏组。诸城断裂为走向北西40°左右的两条近平行的断裂，一条倾向北东，一条倾向南西，切割了莱阳组、青山组、王氏组。

3. 北东向断裂

主要有山相家—郝官庄断层及桃村—即墨断裂带等。山相家—郝官庄断层，倾向北西，是坳陷与胶南隆起的边界断层。桃村—即墨断裂带是由桃村—东陡山断层、郭城—即墨断层、朱吴—店集断层等组成的断裂带，其总体走向为北东40°～50°，贯穿坳陷的东北部。组成断裂带的断层多为正断层，局部地段为逆断层，断层倾角较陡，一般在50°～80°，整个断裂带切割了胶东群、粉子山群、中生界莱阳组、青山组、王氏组，以及中生代燕山期的岩体。由于中生代强烈活动，控制着上侏罗统莱阳组的沉积。莱阳组沿断裂带发育，地层走向与断裂平行，在郭城—即墨与吴集—店集二断裂之间的莱阳组，沉积厚度近7000米；而断裂以西，如莱阳城东的莱阳组走向变为北西向，沉积厚度为4000米。另外，断裂带活动具长期性，表现在建造与改造两个方面。首先，莱阳组的总体走向与断裂带走向极为协调一致。在莱阳城东北，莱阳组一、二亚段不整合于胶东群之上，并于湖西一带其底部发育了一套千余米的类磨拉石建造（巨厚砂砾岩）；这种沿坳陷边缘出现巨厚的类磨拉石建造及超覆现象，说明断裂带在晚侏罗世之前就已存在。再从切割地层来看，它的继承性活动十分明显，直至晚近仍在继续活动。

（三）坳陷的发生与发展

鲁东隆起区在燕山运动和喜山运动的影响下发生分化，开始了差异性运动，导致基底破裂，形成了两个隆起和一个坳陷，即胶北隆起、胶南隆起和胶莱坳陷。

胶莱坳陷地处胶北和胶南两隆起之间，总的走向为北东向。坳陷东北宽，而西南窄，与沂沭断裂带相交。自晚白垩世以来，总体是上升的，只在平度一带早第三纪时为下沉区，分布有厚达300～500米的一套陆相碎屑岩建造——黄县组，形成了坳陷中一个新生代早第三纪的小凹陷。除此之外，该坳陷中分布有莱阳组（最大厚度7000余米）、青山组（最大厚度5000余米）、王氏组（最大厚度6000余米）。莱阳组不整合于前寒武系之上；青山组在坳陷

的东南缘不整合于莱阳组之上，而北缘则不甚清楚，呈假整合或过渡关系。王氏组与青山组之接触关系亦然，并按莱阳组、青山组、王氏组的顺序（由老到新），有从东南向西北超覆的现象，表现为坳陷由东南向西北逐渐迁移。随着坳陷的加深，东北部的沉积中心也有向西南迁移的趋势。各组之间的不整合接触关系，越靠近沂沭断裂带越清楚。很显然，这是沂沭断裂带强烈活动影响的结果。坳陷西南部五莲—诸城一带，尚发育有一系列由中生代地层组成的褶曲，规模较小，走向为北东。如诸城百尺河向斜，两翼产状平缓。这些褶曲是由于沂沭断裂带在晚白垩世末或早第三纪强烈活动使坳陷褶皱上升的结果。坳陷西北部中生代地层明显地超覆在胶北隆起之上；南部为山相家—郝官庄断裂在东部为坳陷边界断层，在马耳山以西断层消失。靠近沂沭断裂带的中生代地层也有超覆现象，这可能是由于早期活动的沂沭断裂强烈活动干扰，致使西部边界断裂不清或未向西延展。总的来看，胶莱坳陷属南断北超的箕状坳陷。

（四）坳陷内次级构造单元的划分

根据地球物理资料，基底起伏情况、沉积特征、断裂发育以及岩浆活动等，暂将胶莱坳陷划分七个次级构造单元（图 2–3–3，表 2–3–3）。次级构造单元可再进一步划分，如高密凹陷可划分出胶县向斜、李党家构造带、平度向斜、马山构造带、集王疃向斜、刘家庄构造带等；莱阳凹陷可划分为莱阳向斜、山前店断阶带（或山前店背斜）。

表 2–3–3　胶莱坳陷次级构造单元数据表

序号	名称	面积 (km^2)	沉积岩厚度 (m)	出露地层
1	诸城凹陷	2600	9200	J_3、K
2	柴沟地垒	850	3000	J_3
3	高密凹陷	5270	9200	J_3、K、E
4	大野头凸起	180		Pt_2f
5	莱阳凹陷	850	5000	J_3、K
6	桃村—即墨断裂带	1950	5000~6000	J_3、K
7	海阳凹陷	1000		J_3、K_1

三、生储盖组合分析

（一）生油层的分布和生油能力分析

从本区地层发育情况来看，中生界上侏罗统莱阳组的逍仙庄亚组、马耳山亚组、水南亚组以及龙王庄亚组等，都有一定的生油能力。其中水南亚组和逍仙庄亚组是好的和较好的生油层，分叙于下。

1. 水南亚组生油层

属坳陷稳定下沉阶段的半深—深湖相沉积。主要分布在莱西—兰村—高密一线东南，面积约 7000 平方公里。水南亚组沉积时为湖盆发展的极盛时期，水域面积大，沉积范围广、岩性细、沉积物中有机质丰富。坳陷的古地形是西北高、东南低。该层沉积东南厚度大，岩

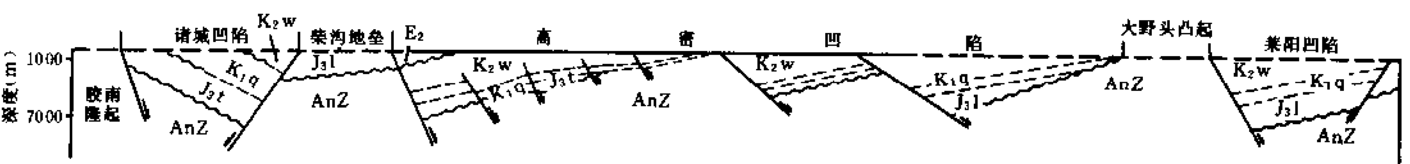


图 2–3–3　胶莱坳陷六汪—兰村—莱阳（1616.0 测线）地震地质剖面图

性细，向西北方向逐层超覆，岩性变粗。两个沉积中心，一在莱阳凹陷的山前店、水南一带，一在诸城凹陷的五莲、高泽一带。这两个沉积中心控制着生油层的分布及变化。由于陆相小型凹陷的分割性，即使在同一个凹陷内，各种的地层厚度和岩性也有不同，生油能力也不尽相同。

(1) 莱阳凹陷　凹陷东部的山前店、水南一带是盆地东北部的沉积中心。岩性是一套灰、灰黑色泥岩、页岩、油页岩、粉砂岩、页状白云岩、泥质白云岩，含有大量生物化石。在泥质粉砂岩和页岩中有沥青扁豆体、黄铁矿结核。从这套岩性组合来看，属还原条件下的半深湖相、深湖相沉积，地层厚度 356.7 米。生油岩厚 215 米，占地层厚度的 60%。据水南剖面灰黑色白云岩、泥岩样品分析结果：剩余有机碳为 0.89%～3.2%，平均为 1.77%。干酪根类型有腐泥型、腐殖型和混合型，说明有机质有多种来源。镜质体反射率 0.615%～0.81%，平均 0.72%。从以上资料看，莱阳凹陷水南亚组从生油母质的丰度、类型及成熟度分析，应属好的生油层。目前莱阳凹陷所钻的浅井普遍见油气显示，地面多处见沥青显示，也说明确实有过油气的生成。

从山前店、水南一带向北到凹陷北部沐浴店一带，该亚组厚度 212.5 米，生油岩厚 102 米，占地层厚度的 47.20%。向西南到团旺一带，该亚组厚度 119.8 米，生油岩厚 55.5 米，占地层厚度的 46.3%。再向西南到马山一带，该亚组出露厚度只有 50 米。以上分布情况表明，山前店、水南一带是水南亚组的沉积中心，生油层厚度大，岩性细，有机质含量高，转化条件好，是坳陷的生油中心。从水南地区向北、向西南生油层变差。

(2) 诸城凹陷　凹陷西南的五莲高泽一带，是盆地西南部的沉积中心，这里水南亚组地层厚，岩性细，向北、东北方向生油层变差。兹以几个典型剖面分析于下：

五莲高泽剖面。该亚组是一套灰绿、灰黑色砂岩、粉砂岩和泥岩、页岩，夹少量薄层泥灰岩及油页岩。属还原环境下的深湖相沉积，厚度 462.8 米，生油岩厚 295 米，占地层厚度的 63.8%，是凹陷的生油中心。据西高泽剖面的灰黑色泥岩样品分析结果：剩余有机碳为 0.32%～0.69%，平均为 0.45%。干酪根类型为腐殖型和混合型，镜质体反射率 0.84%～1.71%，平均为 1.24%。从以上数据看，这里可能是有利的生气区，当然也不排除生油的可能性。总之，生成油、气的可能性都是存在的。

从高泽向北到柴沟地垒，岩性变粗，该亚组地层厚 270 米。主要是一套灰绿、灰色砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、页岩互层。属弱还原环境下的浅湖—半深湖相沉积。缺乏较纯的泥岩，生油能力差。

从高泽向东北到诸城皇华店，岩性明显变粗，主要是一套灰黄、灰绿、深灰色砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、页岩互层，夹少量薄层泥灰岩，厚 393.8 米。有利于生油的灰色泥岩及粉砂质泥岩，厚 112 米，占地层厚度的 30.8%。地面的深灰色泥岩样品分析结果：剩余有机碳含量为 0.38%～0.43%，平均 0.41%；干酪根类型为腐殖型；镜质体反射率为 1.35～1.53%，平均 1.44%。生成油气的条件比高泽地区明显变差，这里可能主要是生气区。

从皇华店再向东北，到胶县高木寨剖面，该亚组岩性又变细，碳酸盐岩含量增高，主要是一套深灰色砂岩、泥质岩及白云岩、泥灰岩互层，岩性较细，地层厚度 226.1 米。生油岩厚 146 米，占地层厚度的 64.5%。这里的砂岩比皇华店剖面细，碳酸盐岩增多。从高泽到皇华店，再到高木寨，这种岩性由细变粗、再由粗变细的变化，反映了在同一个凹陷内，盆底的分割性和复杂性。从高木寨再向东北到马山一带，生油层又变差。

(3) 其他凹陷和地区

1）桃村—即墨断裂带。其北部的桃村地堑，水南亚组沉积最厚，岩性也较细。古砚—上马山剖面该亚组为一套灰绿、深灰色泥页岩和粉砂岩互层，含植物化石及鱼化石，地层厚734.6 米，生油岩厚 370 米，占地层厚度的 50%。据地面露头取样分析结果：剩余有机碳含量 0.46%～0.69%，干酪根类型为腐泥型，镜质体反射率 2.73%～2.895%，平均为2.81%。从剩余有机碳含量和干酪根类型看，是有利于油气生成的，但镜质体反射率数值过高，反映出变质程度高。这是由于多次构造变动和岩浆侵入所致。从桃村地堑向西南方向，生油层变粗。处于万第地堑的莱阳 ZK4 浅井所揭露的水南亚组厚 359.5 米，主要是砂岩及砂质泥岩互层；生油岩厚度 150 米，占地层厚度的 42%。这里的莱阳 ZK4 和莱阳 ZK5 井，在该亚组地层中均见有含油气显示及沥青显示，说明这里有过油气生成。从万第向西南方向，该亚组更薄，生油层更差。

2）高密凹陷。本区白垩系广泛分布，缺乏侏罗系露头，胶参 2 井又钻在古地形高部位，上侏罗统很薄，推测向西偏北高密凹陷中心可能有生油层存在。

3）海阳凹陷。就陆地部分来看，侏罗系多裸露地表，长期遭风化剥蚀，又受燕山晚期大型花岗岩体侵入活动的影响，致使生油层遭到严重破坏。这里虽有较厚的上侏罗统生油层分布，但对找油的意义也不大；不过其东南部被海水淹没部分，尚不能否定。有关水南亚组生油层的基本数据见表 2–3–4、2–3–5。

表 2–3–4 水南亚组生油层厚度数据表

剖面	J_3厚度(m)	$J_3^{水}$厚度(m)	$J_3^{水}$生油层厚度(m)	生油层占J_3厚(%)	生油层占$J_3^{水}$厚(%)
冷家—湖西村		486.8	154		31.6
古砚—上马山	1952.5	734.6	370	18.95	50.4
龙旺庄	1697.9	356.75	215	12.66	60.3
沐浴店	833.86	212.5	102	12.2	47.15
姜疃	1239.2	330.1	202.97	16.38	61.5
团旺	1174.5	119.81	55.5	4.73	46.3
马山	396.9	50①	36	9.1	72.0
高木寨	1197.8	226.1	146	12.19	64.5
皇华店	1345.5	393.87	112	9.03	30.85
高泮	2241.4	462.78	295	13.16	63.75
柴沟	2236	270	140	6.3	51.85
王村	1602	399	170	10.24	42.6

①马山剖面水南亚组出露不全。

2. 逍仙庄亚组生油层

该亚组属坳陷发育初期小型断陷沉积，仅见于莱阳凹陷东部山前店到逍仙庄一带和诸城

凹陷的五莲附近。以莱阳逍仙庄剖面为例，沉积特点是上、下粗，中间细，构成一个完整的沉积旋回。其中都为一套灰绿、灰黑色粉细砂岩与泥页岩互层，夹薄层泥灰岩及泥质白云岩；含有大量的植物化石及炭屑。灰黑色泥页岩厚30～40米，属弱还原环境下的湖泊一沼泽相沉积。在莱阳瓦屋夼东500米处，砂岩裂隙见沥青，莱2井在页岩中见沥青。据灰黑色泥岩、页岩样品分析的结果：剩余有机碳含量0.61%～0.98%，平均0.8570%；干酪根类型为腐泥型，应属比较好的生油层。其地面沥青显示也说明能够生油，只是镜质体反射率数值较高，为1.53%～3.51%，平均2.52%，超过了生油界限。

表2-3-5 侏罗系生油层基本数据表

地区	层位	生油层厚度(m)	主要岩性	剩余有机碳（%）($\frac{范围值}{平均/块}$)	镜质体反射率（%）($\frac{范围值}{平均/块}$)	干酪根类型
莱阳逍仙庄	逍仙庄亚组	40	灰黑色白云质泥岩页岩	$\frac{0.61\sim0.98}{0.857/3}$	$\frac{1.53\sim3.51}{2.52/2}$	腐泥、腐殖、混合
莱阳水南	水南亚组	215	白云岩、白云质页岩、泥岩	$\frac{0.89\sim3.2}{1.77/3}$	$\frac{0.615\sim0.81}{0.724/4}$	腐泥、腐殖
桃村	水南亚组	370	白云质页岩粉砂质泥岩	$\frac{0.46\sim0.69}{0.57/5}$	$\frac{2.73\sim2.895}{3.81/2}$	腐泥混合
诸城	水南亚组	112	灰色泥岩、页岩	$\frac{0.38\sim0.43}{0.41/3}$	$\frac{1.35\sim1.53}{1.44/2}$	腐殖
五莲	水南亚组	295	灰黑色页岩、泥质白云岩	$\frac{0.32\sim0.69}{0.45/4}$	$\frac{0.84\sim1.71}{1.24/3}$	腐殖混合

从整个凹陷来看，上侏罗统莱阳组水南亚组是胶莱坳陷中主要的生油层，它的分布和变化受莱阳和诸城两个沉积中心控制。离开这两个沉积中心，生油层厚度减薄，岩性变粗，生油能力变差。在莱阳和诸城这两个凹陷中，又以莱阳凹陷生油最为有利，诸城凹陷则利于生气。其次上侏罗统莱阳组逍仙庄亚组，属坳陷早期小型断陷沉积，厚度小，分布较局限。再如马耳山亚组和龙旺庄亚组皆属弱还原和弱氧化交替条件下的浅湖相沉积，生油不够理想。

（二）储集层特点

从地面露头观察，莱阳组各亚相的砂岩，除龙旺庄亚组上部过渡段和曲格庄亚组的砂岩较疏松外，其他亚组砂岩均甚致密，胶结物以钙质及泥质为主。根据地质矿产部第一石油普查大队的资料，龙旺庄亚组和曲格庄亚组的平均孔隙度为12%，渗透率为25×10^{-3}二次方微米。从华东石油学院对坳陷北部龙旺庄亚组所作的分析资料可以看出，虽然莱阳组各亚组的砂岩常有较高的孔隙度（最大的可达39.6%），但渗透率一般均很小，个别渗透率较大者，如龙旺庄亚组上部过渡段也不过是66.5×10^{-3}二次方微米。胜利油田对莱阳组的龙旺庄亚组、水南亚组、马耳山亚组等砂岩的物性分析如表2-3-6。

上述资料说明，胶莱坳陷莱阳组缺乏良好的孔隙储集层。当然，由于莱阳组向北西方向的区域性超覆，以及向坳陷内古隆起方向超覆，储集层的储集物性也可能变好些。但本区构

造变动较频繁，岩层中发育了多组构造裂隙，特别是断层附近裂隙更发育，这些裂隙可构成油气的储集和运移的空间，在整个胶莱坳陷目前所发现的地面油气显示中有57%是沿裂隙分布，就是最好的证明；而且钻井中所见的含油显示也多在裂隙中。综合上述，本区莱阳组孔隙性储集条件虽然较差，但裂隙性储油条件较好，可弥补一部分孔、渗不佳的缺陷。

表2-3-6　龙旺庄亚组、水南亚组、马耳山亚组砂岩物性表

层位	样品数	孔隙度（%）	渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）	主要岩性
龙旺庄亚组	15	10	＜1，个别66.5	长石砂岩及粉砂岩
水南亚组	4	＜15	＜1～1	粉砂岩
马耳山亚组	10	7.6～20	＜1～3	钙质粉砂岩及细砂岩

（三）生储盖组合配置

莱阳组各亚组的渗透率均低，且各有泥页岩等不透水层的存在，其厚度一般均超过2米。裂隙不发育的岩层对油气运移都有一定的封闭遮挡能力，因而都可作为较好的盖层。

从整个坳陷来看，主要有两套生油层，以这两套生油层组成两套生储盖组合。

1. 逍仙庄亚组生储盖组合

这个亚组是一个完整的沉积旋回，中部的灰、灰绿色泥岩互层，沉积韵律明显，泥岩既是生油层，又可作为盖层，砂岩储油，组成一套生储盖组合。

2. 以水南亚组为生油层的生储盖组合

在莱阳凹陷，水南亚组泥岩生油，其上部砂岩和龙旺庄亚组下部的砂岩储油，龙旺庄亚组的泥岩可作为盖层，组成生储盖组合。在诸城凹陷，水南亚组本身是一套砂、泥岩互层，中部的泥岩生油，砂岩储油，其上部的泥岩可作为盖层，这样水南亚组本身也可组成一套生储盖组合。

总之，在这两套生储盖组合中，逍仙庄亚组由于分布局限，变质程度高，加之受后期的构造变动及岩浆侵入活动的影响，对油气勘探不太理想。水南亚组为主的生储盖组合分布广，厚度大，是坳陷内勘探的主要目的层。

四、可能的圈闭类型和油气保存条件

（一）可能的圈闭类型

坳陷内褶皱构造不发育，又由于多次断裂活动，使早期形成的开阔背斜构造也遭受到严重破坏。如坳陷西南部的五莲背斜，其轴部已露出前震旦系。上侏罗统的下部等地层，已成秃顶背斜，对油气圈闭极为不利。再如山前店背斜，由于后期多次的断裂活动，被切割成很多破碎的块体，已无背斜形态。在覆盖区，由于地震资料不足，还有待进一步工作。根据目前资料分析，可有下列主要的圈闭类型。

1. 与断层有关的圈闭

盆地内发育着北东、北西向及近东西向三组断裂。由于这三组断裂的发生发展，将坳陷内地层切割成众多断块，这些断块是主要圈闭类型。其中可能有断鼻构造、断裂伴生鼻状构造等圈闭。

2. 地层、岩性圈闭

第四章　鲁西南诸凹陷

鲁西南地区属华北地台的一个隆起区。东邻沂沭断裂带和鲁东隆起；西接聊考大断裂及临清坳陷；北以齐河—广饶断裂与济阳坳陷分界；南接鲁苏隆起。区内大致以峄山断层为界分东西两大部分：东部为低山丘陵基岩露头区，太古界、古生界及中生界出露甚广；西部大部为平原第四系覆盖区，除凫山、嘉祥、梁山等地有下古生界零星裸露外，皆为第四系所覆盖。

区内自北而南，由东向西有莱芜凹陷、汶蒙凹陷带、汶泗凹陷带、鲁腾凹陷带，成武凹陷及寿张凹陷等。分属泰安、临沂、济宁、枣庄、菏泽及聊城等六专区（市）25个县（市）所辖（图2-4-1，表2-4-1）。

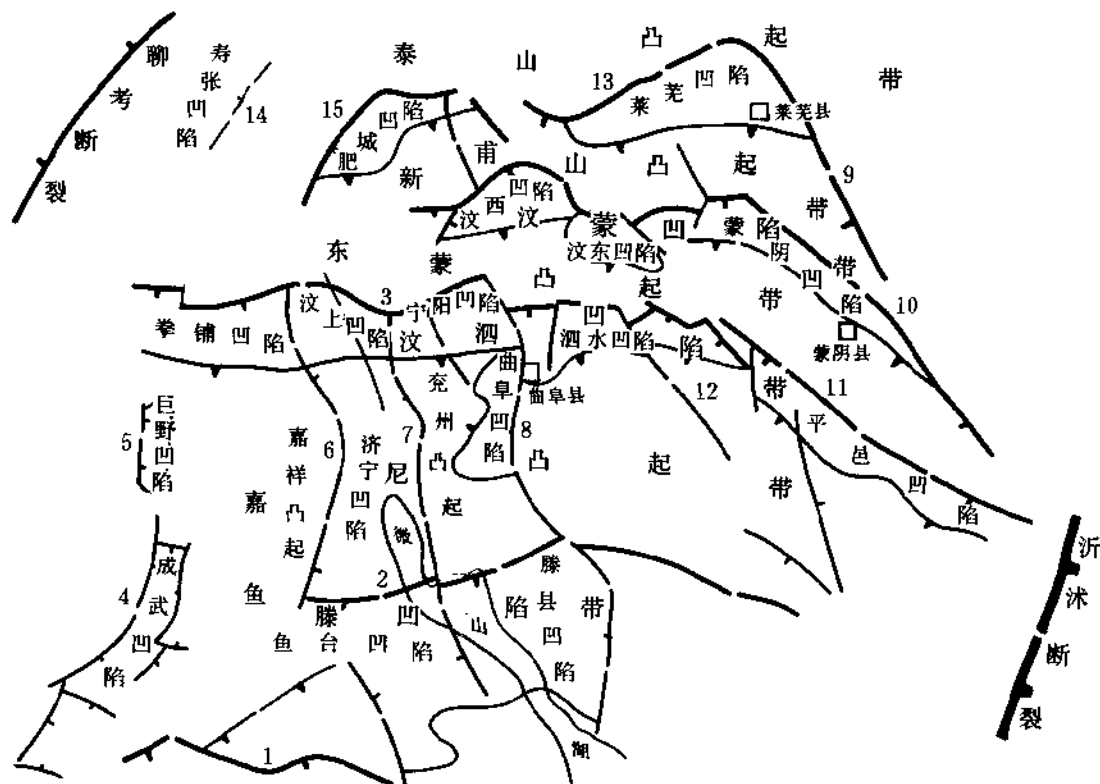


图2-4-1　鲁西南构造分区略图

1—单县断裂；2—凫山断裂；3—汶泗断裂；4—曹县断裂；5—巨野断裂；6—嘉祥断裂；7—孙氏店断裂；8—峄山断裂；9—铜冶庄—蔡庄断裂；10—新泰—垛庄断裂；11—蒙山断裂；12—尼山断裂；13—大王庄断裂；14—东阿断裂；15—肥城断裂

表 2-4-1　鲁西南诸凹陷所属行政区划一览表

凹陷带名称	凹陷名称	面积 (km²)	专区（市）	县（市）
	莱芜凹陷	750	泰安市	泰安县、莱芜市
汶蒙	汶西、汶东、蒙阴	1200	泰安市、临沂专区	肥城县、泰安县、新泰县、新汶市、蒙阴县
汶泗	汶铺、汶上、宁阳、泗水、平邑	2250	泰安、济宁市 临沂、荷泽专区	郓城县、梁山县、汶上县、宁阳县、兖州市、曲阜县、泗水县、平邑县、费县、临沂县
鱼滕	鱼台、滕县	1600	济宁市、枣庄市	金乡县、鱼台县、微山县、滕县
	成武凹陷	1600	荷泽专区	巨野县、成武县、曹县
	寿张凹陷	1400	聊城、荷泽专区	东阿县、阳谷县

第一节　概　　况

一、自然地理与经济概况

鲁西南诸凹陷的总面积为8800平方公里。主要为黄河冲积平原，由于黄河泛滥，多次决口和改道的影响，平原中形成不少缓岗和低洼地；而峄山以东则为低山丘陵区，属山间谷地，如汶河平原、泗河平原等。区内主要河流除黄河外，还有京杭运河串连起的东平湖、蜀山湖、马场湖、南阳湖、独山湖、昭阳湖及微山湖等汇水区。其西部有赵王河、洙河、万福河等水系向东汇入湖区；而东部有大汶河、泗河、白马河、龙泉河、郭河、沙河等水系向西汇入湖区。

本区属于暖温带内陆性季风气候类型。年平均气温12.5～14℃。北部，年平均气温一般为12.5～13℃；南部年平均气温多在13～14℃，中部滨湖区，因受水面的影响；冬季稍暖，夏季较凉；一月平均气温为-1.5～3℃，极端最低气温为-22.5℃（莱芜境内）；七月平均气温为26.5～28℃，极端最高气温为43℃（蒙阴县境）。年平均降水量为750毫米左右，东南部较多，可达850～900毫米，北部较少，一般600毫米左右，其中70%左右集中于夏季，冬季降水量较少，常有春旱夏涝晚秋又旱的现象。

本区经济以农业为主，其中以粮、棉、花生为大宗，粮食以小麦耕种面积最广，玉米、谷子等次之；经济作物西部平原区以棉花居首，花生、大豆次之，而东部低山丘陵区则以花生、大豆较多，棉花、烟草次之。除此以外，在湖区周围水稻栽植也很广泛。湖区水产业很发达，如微山县渔业、水生植物及养鸭业等都很突出，所产鱼虾销售于国内17个省市。

区内工业多集中在较大的城镇区，东部地区工业又较西部发达，如东部泰安市所属莱芜市、新泰县、新汶市；临沂地区的平邑县、费县、临沂县；济宁市及枣庄市所属的兖州市、微山县、滕县等。这些县（市）煤铁资源丰富，有采煤、钢铁、炼焦等工业；还有机械、发电、水泥、建筑材料以及农业机械、化肥等。轻工业方面有面粉、榨油、酿酒及造纸等。另

外，东部地区蕴藏有较丰富的有色金属及非金属矿，如蒙阴县境的金刚石等。

区内交通方便，铁路有京沪线贯通南北，是联系省内外的大动脉。其支线有辛（店）泰（安）线、泰（安）肥（城）线、磁（窑）莱（芜）线、及兖（州）济（宁）线等四条铁路，为本区交通运动的主干。公路交通也较便利，较大的乡镇都有公路或简易公路相通。除铁路与公路外，京杭运河纵贯全区中部，经微山、金乡、梁山、阳谷等县境内，在水量丰富季节可以通航，但个别河段仅能通木船；由长沟至微山湖船闸段可全年航行小轮船，航程90余公里，微山船闸至台儿庄，能通木帆船。

二、石油勘探概况

本区从50年代初期开始进行矿产资源调查，50～60年代主要勘探煤、石膏、自然硫等；所钻不少浅井，见到程度不同的油气显示。在西部荷泽、定陶、梁山、巨野等地的地面和水井、浅井中见到气苗。胜利油田于1971～1976年先后在成武凹陷带等地做了2460余公里地震测线。同一时期，山东省煤田地质勘探公司，也在汶蒙凹陷的汶东洼陷做过地震工作。1977～1978年，地质部第五普查大队分别在汶蒙凹陷和成武凹陷钻了鲁1、2、3孔，肯定了下第三系有巨厚的暗色地层，揭示了本区的含油气远景，但都未下套管试油。胜利油田又于1978～1980年在莱芜凹陷、汶蒙凹陷带的汶西凹陷、汶泗凹陷带的汶上、宁阳两凹陷，以及鱼滕凹陷带等做了670余公里地震测线，合计共做3136.1公里地震测线（表2–4–2）。

表2–4–2　鲁西南诸凹陷地震工作量统计表

年度	本年度工作量（km）			合计	累计
	五一型	模拟			
		单次	多次覆盖		
1971～1972	253.1			253.1	253.1
1974～1975			448.1	448.1	701.2
1975～1976			1761.5	1761.5	2462.7
1978～1979			602.6	602.6	3065.3
1979～1980			70.8	70.8	3136.1

第二节　石油地质特征

一、地层和沉积特征

根据各凹陷带和凹陷边缘基岩出露情况，以及第四系覆盖区的一些钻井资料，得知本区有下列地层分布。

（一）太古界泰山群

分布于莱芜凹陷北部边缘，汶蒙和汶泗凹陷带的东北边缘。岩性是一套普遍遭受中高级区域变质作用的变质岩系，并经受了强烈的混合岩化和花岗岩化作用。岩性有多种变质岩，

混合岩化变质岩，混合岩以及混合花岗岩等。

(二) 古生界

与整个华北地台一样，下古生界寒武、奥陶系以海相碳酸盐类沉积为特征；上古生界石炭、二叠系是海陆交互相和陆相沉积。

1. 寒武系和下、中奥陶统

厚度665～3073米。出露于莱芜凹陷南北边缘，汶蒙和汶泗凹陷带的东南部边缘和它们的内部。寒武系岩性为页岩、各种不纯石灰岩、鲕状灰岩和竹叶状灰岩，与下伏泰山群为不整合接触；下、中奥陶统岩性下部为含燧石白云质灰岩，上部为厚层状石灰岩和豹皮灰岩。

2. 中上石炭统和二叠系

厚度342～1210米。出露于莱芜凹陷、汶蒙和汶泗凹陷带的东南部边缘，而莱芜凹陷、汶蒙凹陷带、汶泗凹陷带和鱼滕凹陷带中皆有分布。中上石炭统下部为本溪组，以页岩及石灰岩为主，夹砂岩、碳质页岩，局部有薄煤层，底部常见山西式铁矿和G层铝土质页岩，与下伏奥陶系为假整合接触；中上石炭统上部为太原组，岩性主要是灰、深灰色页岩夹黄绿色砂岩及薄层石灰岩夹煤层。

二叠系下部为山西组，中部为石盒子组。上部为石千峰组。山西组岩性下部为灰色中粒长石砂岩、页岩、硅质页岩夹煤层；上部为灰、灰黄色砂岩及砂质页岩。石盒子组可分上、下两部分：下石盒子组岩性为黄绿、灰色砂岩、细砂岩、泥岩、深灰色泥岩；上石盒子组岩性下部为黄绿、紫色泥岩和黄、灰白色砂岩互层，靠底部有一层黄绿色铝土页岩（A层铝土矿）；中部为1～3层黄白、白色粗粒石英砂岩，近上部一层厚而稳定，间夹杂色，黄绿色砂质页岩；上部为一套杂色砂岩，页岩和砾状砂岩。石千峰组为一套紫红色粉砂岩、细砂岩，底部夹紫红色泥岩，上部夹数层砾状砂岩。

(三) 中生界

中生界的分布明显地受断裂控制，所见上侏罗统和下白垩统，皆分布于断陷内。

1. 上侏罗统蒙阴组（J_3m）

厚24～1200米。前述三个凹陷带和三个凹陷，除寿张凹陷尚未发现蒙阴组外，其余凹陷边缘均有出露和钻井钻遇。蒙阴组可分为两个亚组，下部为汶南亚组（$J_3m.w$），其上部为分水岭亚组（$J_3m.f$）。简述于下：

汶南亚组，以新泰县汶南出露较好，地层较全，主要岩性为紫红、灰色中细粒长石石英砂岩夹少量紫红色页岩，砂岩中交错层发育，下部以紫红色砂岩为主；与下伏石炭—二叠系为假整合关系。

分水岭亚组，蒙阴分水岭剖面发育较好，主要岩性为杂色长石石英砂岩，顶部为灰绿色安山凝灰质砂岩夹粉砂岩、粘土岩及泥灰岩透镜体。与下伏汶南亚组为假整合接触。

2. 下白垩统青山组（K_1q）

厚度大于1600米。分布情况与上侏罗统基本相似，东部莱芜凹陷、汶蒙和汶泗凹陷带的东南部有零星出露。所见岩性上、下部为紫红、灰绿色安山岩、安山角砾岩、集块岩、凝灰质砂岩；中部为黄绿、灰绿色凝灰质砂、页岩。与下伏上侏罗统蒙阴组为整合—假整合接触。

(四) 新生界

新生界下第三系，分布于各个凹陷内，以断陷和断坳式沉积为特征；近断层一侧沉积厚度大，另一侧逐渐减薄。区内下第三系包括始新统孔店组或官庄组，始新—渐新统沙河街组

下部或汶口组，渐新统沙河街组上部及东营组或宋庄组（表2—4—3）。

表2—4—3　鲁西南诸凹陷与济阳坳陷第三系分层对比关系表

济阳坳陷下第三系分层				鲁西南诸凹陷下第三系分层			
统	组	段	代号	统	组	段	代号
渐新统	东营组		Ed	渐新统	宋庄组	上段	$Esz^{上}$
	沙河街组	一段	Es_1			中段	$Esz^{中}$
						下段	$Esz^{下}$
渐新—始新统	沙河街组	二段	Es_2	渐新—始新统	汶口组	上段	$Ew^{上}$
		三段	Es_3			中段	$Ew^{中}$
		四段	Es_4			下段	$Ew^{下}$
始新统	孔店组	一段	Ek_1	始新统	官庄组	三段	Eg_3
		二段	Ek_2			二段	Eg_2
		三段	Ek_3			一段	Eg_1
前第三系			AnR	前第三系			AnE

1. 下第三系始新统孔店组（Ek）

厚度868.5～2160米。自下而上分为三段。

（1）孔三段　厚度470米。该段地层相当于官庄组一段。主要分布于汶蒙凹陷带东部的蒙阴凹陷，在骑路官庄出露地表。岩性为紫红、灰紫红泥岩，灰白、紫红色砂岩、砾岩。与下伏青山组为不整合接触。

（2）孔二段　厚度370～640米。该段地层相当于官庄组二段。主要分布于汶蒙凹陷带的蒙阴凹陷，在骑路官庄出露地表。岩性为灰、灰绿、深灰、灰黑色泥岩、紫红色泥岩夹粉砂岩、泥灰岩、薄煤层等，岩性较稳定。化石有 *Eucypris wutuensis* 五图真星介、*Cyclocypris changleensis* 昌乐球星介、*C. mengyinensis* 蒙阴球星介、*Metacypris chanzhouensis* 常州圆星介、*Sinodarwinula guanzhangensis* 官庄中华达尔文介等。这些介形虫化石是孔店组的划分对比标志。

（3）孔一段　厚度28.5～1050米。该段地层相当于官三段。主要分布于莱芜凹陷、汶蒙及汶泗凹陷带、成武凹陷等。岩性为棕红、杂色砂岩、砾状砂岩、砾岩。岩性和厚度变化较大，如汶泗凹陷带的泗水凹陷和汶蒙凹陷带的汶东凹陷，岩性较细，以砂、泥岩为主；而汶蒙凹陷带东南部的蒙阴凹陷岩性较粗，以砾状砂岩、砾岩为主。再如汶蒙凹陷带的汶东、蒙阴凹陷和汶泗凹陷带的泗水等凹陷厚度较大，一般在1000米以上，而莱芜、汶蒙凹陷带西部的汶西凹陷、汶泗凹陷带西部的汶上、宁阳等凹陷厚度较小，为28.5～570.0米。

上述三段地层，目前未见明显的不整合，暂统归为孔店组。

2. 下第三系始新—渐新统沙河街组（Es）

厚度115～1902米。

（1）沙四段　厚度55～952米。主要分布于莱芜凹陷、汶蒙、汶泗凹陷带及成武凹陷

等。该段地层相当于汶口组下、中段。岩性为灰、灰褐、灰黑色泥岩、油页岩、泥灰岩、白云岩及石膏、盐岩等一套含膏盐层系，夹少量砂岩和泥质粉砂岩。介形类化石有 *Austrocypris* 南星介属、*Cyprinotus altilis* 肥实美星介、*Candona acclivis* 坡形玻璃介、*Limnocythere longipileiformis* 长帽湖花介等。

(2) 沙三段　厚度60～950米。分布于莱芜凹陷和汶蒙、汶泗凹陷带以及成武凹陷等处。该段地层相当于汶口组中、上段，岩性为灰白、灰色泥岩、泥灰岩、页状泥灰岩夹油页岩和砂岩。介形类化石有 *Huabeinia chinensis* 中国华北介，藻类化石有粒面球藻属、光面球藻属、副渤海藻属、渤海藻属、皱面球藻属，锥藻属等。

3. 下第三系渐新统

厚度1300米。

(1) 沙一段　厚度850米。目前仅在成武凹陷钻遇。该段地层相当于宋庄组下段和中段，下部岩性为棕、棕褐、灰绿、灰褐色泥岩，软泥岩与棕、棕白色粉、细砂岩呈互层，偶含灰黄色泥灰岩、含膏灰岩及硬石膏；上部为灰、灰绿、棕褐色泥岩，夹薄层泥灰岩、油页岩、硬石膏及灰白色粉、细砂岩。与下伏沙三段或汶口组上段为假整合关系（该段地层下部可能包括华北地台区沙二段顶部，但华北地台区沙二段顶部红粗砂岩的一部分应为沙一段底部，而本区可能缺失沙二段）。

(2) 东营组　厚度450米。目前仅在成武凹陷钻遇。该套地层相当于宋庄组上段，其岩性为棕红色软泥岩、泥岩、灰白色粉、细砂岩，夹灰、杂色泥岩。

4. 上第三系

厚度0～1100米。上第三系中、上新统属华北地台区域性下降的产物，仍沿用馆陶组和明化镇组的名称。根据成武凹陷鲁2井资料简述于下。

(1) 馆陶组　下部岩性为浅灰、灰白、杂色砂质岩夹棕灰、杂色粘土岩；中部为棕色(局部灰绿色）粘土岩与浅棕、棕白色粉砂岩呈不等厚互层；上部为棕、浅棕色粘上岩夹浅棕、棕白色粉砂岩。化石有 *Candoniella albicans* 纯净小玻璃介、*Ilyocypris* sp.土星介（未定种）、*Limnocythere* sp.湖花介（未定种)，与下伏下第三系呈不整合接触。

(2) 明化镇组　岩性下部为浅棕、棕色粘土岩与浅棕、棕白色粉—细砂岩呈略等厚互层；上部为浅棕、黄绿色粘土岩、粉砂质粘土岩与浅棕、灰黄色细砂岩呈略等厚互层。化石有：*Ilyocypris* cf. *bradyi* 布氏土星介（比较种)、*Candoniella albicans* 纯净小玻璃介等。该套地层超覆于馆陶组之上，二者呈假整合接触。

上述第三系分布的特点为东老西新，东部蒙阴凹陷孔店组出露地表，而西部各凹陷孔店组之上保存了沙河街组地层。地层接触关系，西部成武凹陷上第三系馆陶组不整合于东营组之上，而在中部的几个凹陷，第四系与下第三系直接接触。这种现象是明显受断裂控制的结果，即北北东和北东向断陷的长期发育，使凹陷中沉积和保存了沙一段和东营组，如成武凹陷；推测寿张凹陷也可能有沙一段和东营组分布。至于上第三系，是从西向东超覆，但在北北东向断陷中厚度要更大些，或有馆陶组展布。

二、构造特征

(一) 区域构造概况

太古代末期泰山运动使地槽回返褶皱成山，基底构造以紧密倒转褶皱为主要形式。缺失早、中元古代沉积，晚元古代震旦纪以来，广泛发育海相的盖层沉积，即震旦、寒武和奥陶纪地层。加里东运动普遍抬升，缺失上奥陶统—下石炭统，形成下古生界奥陶系与上古生界

石炭系间的假整合关系。海西运动之后，结束了区域性沉降的历史。至中、新生代形成了规模不等、方向不同的中、新生代断陷盆地。

1. 褶皱构造

分基底褶皱构造和盖层褶皱构造简述于下。

(1) 基底褶皱　由太古界泰山群构成，是由一系列紧密的背、向斜相间排列组成，褶皱轴向为 300°～340°，并近于平行展布，片理方向多呈北西向。由于强烈褶皱，地层产生同向复背、向斜或倒转褶皱等现象。褶皱轴向为北西或北北西向，倾向以南西为主，少数为北东向，倾角 50°～80°。复背斜核部由遭受强烈区域变质作用和混合岩化作用的泰山群混合花岗岩或交代式花岗岩组成。

(2) 盖层褶皱构造　震旦系土门组仅在区内南东部近沂沭断裂带附近有分布。寒武、奥陶系分布较为广泛，多分布于鲁西隆起区边缘，产状平缓（10°左右），以单斜构造为主，局部形成一些开阔的短轴背斜、向斜。石炭—二叠系多处于上述向斜的核部，为主要含煤向斜。中生代地层主要分布于断陷之中，褶皱不发育。

2. 断裂构造

本区断裂构造极为发育，主要有近东西向、近南北向、北西向和北东向等四组。现将与凹陷有关者叙述于下。

(1) 近东西向断裂　从南往北有单县断裂、凫山断裂、汶泗断裂等。该组断裂总体走向为近东西向，倾角多在 70°以上，皆为高角度正断层。这些断层多数是划分凸起与凹陷的分界断层，它们控制着中生代凹陷的成生及其发展，并具有多期活动的特点。中、新生代地层的分布受其控制，尤以上侏罗统蒙阴组与下第三系受其控制更加明显。因此，该组断裂从晚侏罗世到新生代都有不同程度的活动，尤以中生代活动最明显、最强烈。

(2) 近南北向断裂　该组断裂在鲁西地区最为发育，基本都被第四系所覆盖，从西向东有曹县、巨野、嘉祥、孙氏店及峄山等五条断裂。断裂总体走向为南北向，摆动较大，平面展布呈弧形或锯齿状，切割东西向断裂。断裂倾角在 70°以上，属高角度的正断层。这些断裂同东西向断裂一样，是划分凸起与凹陷的分界断层，对中、新生代凹陷的形成和发展起着控制作用。断层的重力反映显著，特点是重力等值线密集，梯度大，也具长期多次活动的特点。它们主要是中、新生代燕山期和喜山期形成的，以燕山期最为发育，使上侏罗统蒙阴组广泛分布并受其控制。

(3) 北西向断裂　该组断裂在鲁西隆起区的东部露头区广泛发育，如铜冶店—蔡庄、新泰—垛庄、蒙山、尼山等断裂，它对东部一些凹陷的发生发展起着主导作用。断裂走向 290°～330°，倾角多为 60°～80°，断层面倾向南西，北东盘上升，均属高角度正断层。往往几条互相平行的断裂构成断裂带。断裂性质表现极为复杂，既显压性又显张性，还兼有扭性，这反映了断裂活动的多期性和多样性。该组断裂形成的时间逐渐递变，南东段早、北西段较晚。从断裂下降一侧所控制的地层分析，南东段活动始于晚侏罗世，控制了蒙阴组沉积，早白垩世剧烈活动，形成了早白垩世的火山碎屑沉积。至始新—渐新世又活动，表现为边断边沉积，控制了孔店组（官庄组）沉积。总之，随着时间的推移，凹陷的沉降中心都相应地由东向西迁移，说明断裂的形成有一个由东向西逐渐发展的过程。另外，断裂的南西盘下降，北东盘上升，落差较大，构成北断南超的阶梯状断裂，地貌特征突出，有的形成断层崖。

(4) 北东向断裂　除东西两条边界的沂沭深断裂带和聊考断裂带外，区内北东向断裂不

甚发育。与凹陷有成生关系的有大王庄断裂，东阿断裂、肥城断裂（西段）等。其特点是：断裂走向变化较大，北东 25°～60°，断面倾角多为 60°～80°，属高角度正断层。它包括李四光教授所说的"新华夏系"和"泰山式"断裂。其中有些断裂与北西向断裂相交，如前所述的铜冶店—蔡庄断裂与大王庄断裂相交，由于后期多次活动，特别是中生代以后，在两组断裂交接处，往往形成弧形转折，即所谓弧形断裂。该组断裂既显张性又表现压性兼扭性，不仅显示了断裂错动方向不同，而且也显示了断裂活动的多期性。

（二）凹陷类型和局部构造

1. 凹陷类型

上述四组断裂，发生的时期不一，活动时间长短不同，其规模大小有别，并互相干扰和复合，将本区切割成高低不等、大小不一、方向不同的块体，在块体相对上升一侧，遭剥蚀成山或凸起带，在下降的一侧接受沉积形成凹陷带，又由于凸起带和凹陷带内部断裂活动的差异性，再分为凸起和凹陷，如图 2–4–1 所示。这些凹陷带和凹陷，按其受断裂控制的性质，可分为双断和单断两种类型，如表 2–4–4。

表 2–4–4 鲁西南诸凹陷基本数据表

凹陷带和凹陷	面积 (km^2)	下第三系厚度 (m)	奥陶系顶最大埋深 (m)	主要生油层系	勘探目的层系	类型和型式
莱芜凹陷	750	大于 1000	大于 3000	E	E	单断、北断南超（尖）
汶蒙凹陷带（包括汶西、汶东、蒙阴凹陷）	1200	2000～3000	3000～4000	E	E、古潜山	单断、北断南超（尖）
汶泗凹陷带（包括拳铺汶上、宁阳、泗水、平邑凹陷）	2250	3000	3000～5000	E	E	双断、东部平邑凹陷单断
鱼滕凹陷带（包括鱼台、滕县凹陷）	1600	2000～3000		E、J_3	E	单断、北断南超（尖）
成武凹陷	1600	3600	7000	E、J_3	E	单断、西断东超（尖）
寿张凹陷	1400	2000～3000	3000?	E	E、古潜山	单断、东断西超

注：除表中的凹陷带和凹陷外，尚有一些较小的凹陷，如肥城、济宁为含煤凹陷，曲阜、巨野凹陷较小，未列入表中。

2. 局部构造

本区由于单个凹陷较小，一般面积为 400～600 平方公里，与断裂有关的同生构造带不发育，只见有断鼻和断块。已进行地震工作的凹陷，共发现 16 个局部构造，其中汶东凹陷 7 个，成武凹陷 6 个，汶泗凹陷带 3 个（表 2–4–5、2–4–6、2–4–7）。

三、生储盖组合分析

（一）生油层

本区早第三纪断陷中，已发现有三套生油层，即始新统孔店组二段，始新—渐新统沙河街组四—三段，渐新统沙河街组一段。分叙于下。

表 2-4-5 汶东凹陷局部构造一览表

名称	层位	高点埋深（m）	闭合面积（km^2）
凤凰庄西块	相当沙三下	1100	7.0
凤凰庄	相当沙三下	1300	2.0
天宝寨	相当沙三下	1100	4.5
安庄	相当沙三下	500	4.0
陈文西	相当沙三下	300	5.5
城东	相当沙三下		6.0
北古里北	相当沙三下	1000	4.5

表 2-4-6 成武凹陷局部构造一览表

名称	地震测线位置	层位	高点埋深（m）	闭合面积（km^2）
宋庄鼻状构造	580.7／868.9	沙一段下部	2000.0	1.5
余庄鼻状构造	575.3／895.3	沙一段下部	1200.0	12.5
南鲁集北断块	904.9	沙一段下部	900.0	2.0
王集鼻状构造	580.1／859.3	沙一段下部	1400.0	6.0
候集鼻状构造	577.7／861.7	沙一段下部	1800.0	6.0
苏集鼻状构造	575.3／864.1	沙一段下部	1100.0	4.0

表 2-4-7 汶泗凹陷带局部构造一览表

名称	地震测线位置	层位	高点埋深（m）	闭合面积（km^2）
开河镇北鼻状构造	174.4／384.0	奥陶系顶	1761.0	1.7
宋家庄背斜	431.2／176.9	奥陶系顶	899.0	18.7
古背斜	402.4／174.4	下古生界顶	1390.0	

1. 孔二段

是一套灰绿、灰、灰黑、杂色泥岩夹薄层粉砂质泥岩、砾状砂岩、煤、生物碎屑岩及石灰岩。属于弱还原较深湖相。生油岩累计厚度 346～514 米，占地层厚度的 60%。该段生物化石较多，有介形类、孢粉和一些哺乳类化石。有机质较丰富。据露头样品分析，剩余有机

碳为 0.24%、氯仿沥青“A”为 0.12%、铁还原系数为 0.26～0.50，该段是有希望的生油岩系。

2. 沙四—沙三段

是本区重要的生油层，也是石油勘探的主要目的层系，浅井油气显示较普遍。如莱芜凹陷有 7 口井、汶蒙凹陷带的汶东凹陷 17 口井、汶西凹陷 9 口井、鱼滕凹陷带 4 口井，共 37 口井见到不同程度的油气显示。

孔店组沉积末期，古气候由炎热转入湿润温暖，湖盆从开始稳定下沉到开始回升，接受了还原深湖相、咸化湖相的沉积，以深灰色泥岩、泥灰岩及油页岩、白云岩、泥膏岩、硬石膏等为代表，沉积物中普遍含自然硫和分散状黄铁矿。该期发育了众多的生物种属，化石有植物茎叶、孢粉、腹足类、瓣鳃类、介形类、藻类、鱼类等，既有陆生淡水生物，也有过渡类型半咸水生物，是生成石油的丰富物质基础。地球化学指标分析结果为：剩余有机碳 1.57%～1.93%、还原硫 0.87%、氯仿沥青“A”0.13%～0.39%、铁还原系数 0.64%～0.85%。生油岩厚 500～700 米，推测凹陷中可达 1000 米以上，一般占地层厚度的 50%～90%。

该段以泥灰岩、页状泥灰岩为主要生油母岩。在淡咸交替环境下形成的泥灰岩、页状泥灰岩与泥岩、油页岩一样，都是有效的生油岩，具有广泛的、有利于有机质保存和转化成石油的沉积环境。对新生界碳酸盐岩的研究表明，它们中所含有的烃类在数量上可以与泥岩相比拟。由于它们的早期成岩作用，使烃类仍然保存在生油岩中，直到裂隙缝洞发育时才能出来。已见到的油气显示多数都在泥灰岩的裂缝及页状泥灰岩的页理面中，砂岩含油显示很少。本段生油层主要分布在莱芜、汶东、汶西、汶上、宁阳、成武等凹陷。

3. 沙一段生油岩

以成武凹陷鲁 2 井为例，为一套灰、灰绿、棕褐色泥岩，夹薄层泥灰岩、油页岩、硬石膏及灰白色粉细砂岩。该段地层相当于宋庄组中段。其中暗色生油岩厚 82.5 米，占地层厚度的 15.2%，是弱还原较深湖相—还原咸化湖相条件下沉积的产物。化石丰富，有介形虫、孢粉、轮藻等。地球化学指标分析为：剩余有机碳 0.75%、还原硫 0.76%、氯仿沥青“A”为 0.148%、铁还原系数为 0.25。该层在成武凹陷最发育，但目前尚未见油气显示。

除上述孔二段，沙四—三段、沙一段外，上侏罗统蒙阴组分水岭亚组，也是一套可能的生油层。其岩性为灰、灰绿色页岩、泥灰岩、砂质泥岩、细粉砂岩。化石较多，地层厚 800 米以上，如滕县东沙 1 井累计厚度达 442 米，占地层厚度的 83%。这套可能生油层，在蒙阴、汶上、成武和鱼滕凹陷带均有分布，尚未见油气显示，但今后应予重视。

（二）储集层

基本有两种储集类型：裂隙缝洞型和孔隙型。前者在早第三纪沉积的凹陷中均有发育，所见含油气显示绝大多数为此类型；而后者即砂质岩储集类型，在许多井中均有发现，并有较厚的砂岩、砾岩。以沙三—沙四段为例，莱芜凹陷 ZK1 井沙三段（未穿）砂岩厚度已达 341.5 米，最大单层厚度 83.5 米，范 1 井累计厚度 358.93 米。汶东凹陷 ZK27 井砂岩厚 110.5 米，汶西凹陷 ZK6 井砂岩厚 107.0 米。上述各地虽砂岩发育，但孔隙储集性较差，这可能是本类型见含油气显示较少的原因之一。胜利油田所作的物性分析结果也说明了这一点（表 2-4-8）。

总的来看，裂隙缝洞储集空间中发现了许多油气显示，且显示井段很长。在泗水凹陷西部柘沟一带的泥灰岩缝洞带形成地下含水层。如对 ZK6、ZK27 井岩芯观察，裂缝最宽约 1

毫米，延长5厘米以上，有的微裂缝可贯穿整块岩芯，纵向、横向均发育，说明这类储集空间很重要。此外，本区块断隆起作用强烈，基岩起伏较大，当新生界生油层与古老岩层接触时，老岩层的裂隙缝洞也是值得重视的储集层。如汶蒙凹陷带的汶东、汶西凹陷的北部断裂，使新老岩系相接触，对寻找潜山油气藏时应予注意。

表 2-4-8 主要凹陷储集岩储油物性表

凹陷名称	井号	层位	岩性	连通孔隙率(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	样品块数
莱芜	ZK1	Es^3	灰色砂岩	14.5	46.54	6
汶东	ZK27	Es^3	灰色灰质砂岩	20.1	1.43	3
汶西	ZK6	Es^3	灰色泥质砂岩	20.4	7.21	2
汶上	上1	Es^3	灰色泥质砂岩	21.8	0.75	1

（三）生储盖组合配置

区内下第三系可分为三套生储盖组合（表2-4-9）。

表 2-4-9 生储盖组合配置表

组合	主要分布凹陷
第一组合	成武凹陷
第二组合	汶东、汶西、汶上、宁阳、泗水、莱芜、成武等凹陷
第三组合	蒙阴、平邑、成武、汶上、宁阳等凹陷和鱼滕凹陷带

第一组合：沙一段自生自储自盖组合。生油岩主要为泥岩、油页岩，储集空间以孔隙型为主，裂隙缝洞型次之，目前仅见于成武凹陷。

第二组合：沙三、沙四段为生、储层，沙三段为盖层的自生自储自盖组合。生油岩主要为碳酸盐岩、泥岩、油页岩。储集空间，莱芜凹陷以孔隙型为主，汶东凹陷以裂缝洞型为主，汶西、汶上与成武凹陷等二者兼有。

第三组合：孔二段生油、孔一段储集、孔一段上部泥岩和沙四段石膏岩为盖层的组合。生油岩是泥岩、泥灰岩。孔隙型为主要储集类型。

上述第一组合分布范围较小，第三组合部分地区出露地表，而第二组合保存较好，油气显示丰富，储集层发育，如汶东、汶西、汶上、宁阳等凹陷，是本区最好的油气勘探远景区。

第三节 含油气远景评价

该区新生界沉积岩厚约5000～6000米，由下第三系渐新—始新统沙河街组沙一段、沙

三—沙四段及孔店组孔二段组成三套生储盖组合，主力生油层为沙三—沙四段，多分布于北部的莱芜、汶西、汶东、汶上、宁阳等凹陷。生油岩一般厚度 500~700 米，个别凹陷达 1000 米；有机质丰富，并见到大量的油气显示。在 ZK18 井见到了 2.9 立方米的原油。说明在地质历史中有过石油生成的过程。孔二段生油层系只见于北西向的蒙阴断陷，由于后期的构造变动，生油层多出露地表，油气的保存条件较差；沙一段生油层系目前仅见于成武凹陷，尚未见油气显示。

该区单个凹陷面积虽较小，且较分散，但总面积可达 8800 平方公里。初步估算该区总的残余生油量为 47~68 亿吨。因此，在鲁西南诸凹陷中可望找到相当数量的石油地质储量。从圈闭条件等分析，断块构造、地层岩性及潜山油气藏是本区寻找的主要油气藏类型。根据上述地质条件，对各凹陷作如下评价。

一、含油气有利地区

莱芜凹陷面积 750 平方公里，下第三系厚度大于 1000 米，暗色泥岩厚度大于 370 米，有 7 口浅井见油气显示，砂岩发育（ZK1 井砂岩厚 341.5 米），物性较好，而且凹陷北部比南部砂岩层数增多，厚度增大，有可能形成向南部的上倾尖灭，是寻找上倾尖灭油气藏的有利方向。

汶蒙凹陷带的汶东、汶西两凹陷的面积约 700~800 平方公里。汶东凹陷下第三系地层厚 2600 米，暗色地层厚 900 多米，生油指标好，有 17 口浅井见油气显示，而且在 ZK18 井钻井试油过程中，返出地面原油 2.9 立方米。地震发现 7 个断鼻构造，是寻找断层遮挡的构造油气藏和潜山油气藏的有利地区。汶西凹陷，下第三系厚 3000 米，暗色生油岩厚 700 余米，推测最大厚度可达 1000 米，9 口井见显示，ZK6 井见 107 米的砂岩，是寻找砂岩透镜体、上倾尖灭油气藏和断块油气藏的有利地区。

汶泗凹陷带的西部面积约 1800 平方公里，下第三系厚 2000~3000 米。上 1 井见暗色生油岩 193.5 米。地球物理资料证实为地堑式凹陷，被断层切割成许多断块。圈闭类型有断块、断鼻和潜山。

二、较有利地区

成武凹陷面积 1600 平方公里，中、新生界厚 5000 余米，鲁 2 井钻遇沙一段 82.5 米的暗色生油岩；鲁 3 井钻遇上侏罗统蒙阴组分水岭亚组 30.5 米的暗色泥岩。推测凹陷中心部位，新生界暗色生油岩系还可增厚。

鱼滕凹陷带面积 1600 平方公里，为中、新生代的断坳，上侏罗统蒙阴组分水岭亚组暗色岩厚度 800 米，东沙 1 井钻遇生油岩厚 442.0 米，并在机 5 井有两处见沥青。

上述成武凹陷和鱼滕凹陷带有可能成为含油气有利地区。

三、有远景地区

这一地区包括汶蒙、汶泗两凹陷带的东南部以及寿张凹陷等。如蒙阴凹陷面积约 450~500 平方公里，下第三系始新统孔店组厚 1800 米，孔二段见有生油岩。上侏罗统蒙阴组分水岭亚组为另一套可能生油层。上述两套生油岩系多裸露于地表，保存条件较差。平邑凹陷面积约 450 平方公里，地质条件与蒙阴凹陷相似。但随着勘探程度的深入，也为有希望的地区。

寿张凹陷，面积 1600 平方公里，从构造变动角度来分析，它与成武凹陷相类似，属北北东向新华夏系发育的凹陷。但由于目前资料较少，有待进一步工作。

参考文献

山东地质局编，1983，中华人民共和国山东省前晚第三纪基岩地质图说明书，地质出版社。

赵志清等，1980，山东聊城河北临西三叠系，古生物学报，第19卷，第5期，412-414页。

参 考 文 献

山东地质局编，1983，中华人民共和国山东省前晚第三纪基岩地质图说明书，地质出版社。

赵志清等，1980，山东聊城河北临西三叠系，古生物学报，第 19 卷，第 5 期，412–414 页。

参考文献

山东地质局编，1983，中华人民共和国山东省前晚第三纪基岩地质图说明书，地质出版社。

赵志清等，1980，山东聊城河北临西三叠系，古生物学报，第19卷，第5期，412–414页。

参 考 文 献

山东地质局编，1983，中华人民共和国山东省前晚第三纪基岩地质图说明书，地质出版社。

赵志清等，1980，山东聊城河北临西三叠系，古生物学报，第 19 卷，第 5 期，412–414 页。

参考文献

山东地质局编，1983，中华人民共和国山东省前晚第三纪基岩地质图说明书，地质出版社。

赵志清等，1980，山东聊城河北临西三叠系，古生物学报，第19卷，第5期，412–414页。

参 考 文 献

山东地质局编，1983，中华人民共和国山东省前晚第三纪基岩地质图说明书，地质出版社。

赵志清等，1980，山东聊城河北临西三叠系，古生物学报，第 19 卷，第 5 期，412–414 页。